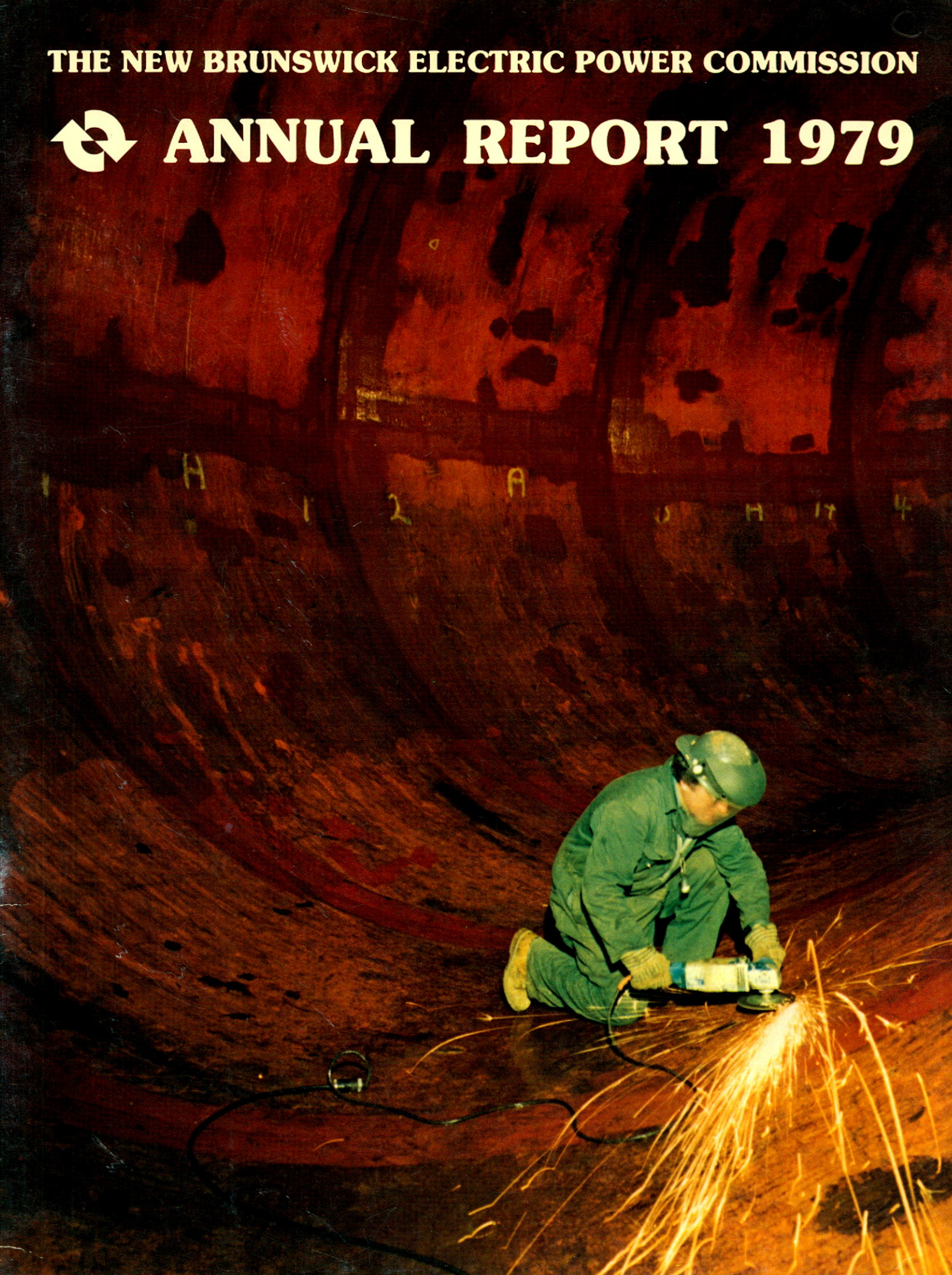
THE NEW BRUNSWICK ELECTRIC POWER COMMISSION

ANNUAL REPORT 1979



CONTENTS

Chairman's Comments 2

People at Work 3

Operations 4

Customer Service 5

Statement of Generation and Sales 6

Financial Statements 7

Research and Development 19

Finance 20

Capital Additions 22

Planning 24

The Cover: *A tradesman at the Mactaquac Generating Station puts the finishing touches on a series of welds in the scrollcase of Unit No. 5.*

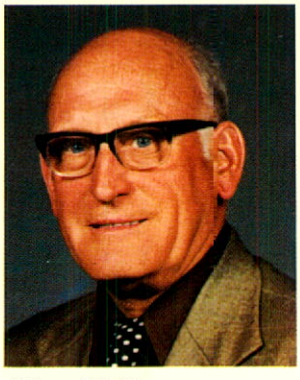
CORPORATE INFORMATION

Louis E. Landry

Jean C. Chiasson

Hugh Morris

Mrs. Owen Smith



Wilson Weldon

The Commission

Hon. G. W. N. Cockburn, Q.C., Chairman
Louis E. Landry, Vice-Chairman
Jean C. Chiasson, Commissioner
Hugh Morris, Commissioner
Mrs. Owen Smith, Commissioner
Wilson Weldon, Commissioner
P. J. Burns, Secretary of the Commission

A. J. O'Connor, General Manager
L. D. Corbett, Assistant to the General Manager
G. H. D. Ganong, Manager, Engineering & Construction
F. C. MacLoon, Manager, Power System Development & Operation
B. J. MacMillan, Manager, Supply & Services
H. V. McIntyre, Manager, Personnel & Labour Relations
R. A. Toner, Manager, Distribution & Commercial
R. D. Brown, Treasurer

Stringing of conductor for the 144 kilometre (89.5 mile) section of 345,000 volt transmission line between Saint-André and Eel River.

June 22, 1979

To His Honour H. J. Robichaud
Lieutenant Governor of
New Brunswick

May it please your Honour:

The New Brunswick Electric Power Commission begs leave to submit, in accordance with the Electric Power Act, Chapter E-5, of the revised Statutes of New Brunswick 1973 the following report for the twelve month period ended March 31, 1979.

Respectfully submitted,

G. W. N. Cockburn, Q.C., Chairman,
The New Brunswick
Electric Power Commission

HOWARD ROSS LIBRARY
OF MANAGEMENT
SEP 1 1981
McGILL UNIVERSITY

CHAIRMAN'S COMMENTS

Energy security has become one of the most important economic issues in the developed countries of the world. Problems in the supply and pricing of fossil fuels and an increased awareness of their growing scarcity have brought a greater appreciation of the energy problems to be reckoned with in the future. In the fiscal year just concluded The New Brunswick Electric Power Commission continued to play a valuable and notable role in the province's economic development, through its efforts to provide future electrical energy security to its customers.

In the last few years, there have been indications of the public's growing understanding of the need to develop new sources of domestic energy to offset serious balance of payments deficits for imported and increasingly costly petroleum. Nuclear power from Canadian uranium resources provides one realistic alternative. The CANDU (for CANada Deuterium Uranium) system has proven to be both safe and highly reliable, currently providing over 30% of Ontario's electrical needs. The Point Lepreau Generating Station is of similar design to Ontario Hydro's nuclear plants and can provide a similar share of the New Brunswick electric power supply when it goes into commercial operation.

Although New Brunswick has comparatively small native fuel resources and limited hydro resources, your provincial utility has been able, through judicious planning, to expand its electric power horizons by totally interconnecting its system with its neighbours for mutual support and advantageous sales and purchases of power. The magnitude of these transactions and their financial results are most important to the Commission's operations.

Escalation in the prices of labour and consumables has continued to inflate expenditures, thus raising the unit costs of our product. However, prudent rate adjustments on the one hand and the effect of controls, restraints and improved productivity on the other, have produced a gratifying year-end balance.

The results of the year's operation would not be possible without the continued co-operation of members of the Commission, Management and Staff. I commend their efforts to the people of the province, the customers of this utility.

G. W. N. Cockburn, Q.C., Chairman,
The New Brunswick
Electric Power Commission

Dana Ellison played a leading role in establishing the 25-Year Club Museum situated in the lobby of the Mactaquac Generating Station.

PEOPLE AT WORK

Negotiations were satisfactorily concluded with three union groups in the reporting period.

Following prolonged negotiations which began in November 1976, a retroactive, three year collective agreement with Local 1733 (Operational Non-Supervisory Group), International Brotherhood of Electrical Workers, was signed in June 1978. The agreement covers the period from January 1, 1977 to December 31, 1979. In July 1978 agreement on a retroactive two year contract was reached with Local 2309 (Technical Non-Supervisory Group), I.B.E.W., covering the period January 1, 1978 to December 31, 1979. Negotiations for the first collective agreement with the Commission's newest bargaining unit, Local 2309 (Administrative Support Group), I.B.E.W., were also successfully concluded in July 1978, covering a two year term from July 1, 1978 to June 30, 1980.

During the year new Safety and Health programs were adopted and many of the Commission's existing programs were improved to provide better working conditions for employees and more effective use of manpower resources.

Staff involvement in the various training and development programs offered by the Commission continued at a high level. In total, more than 1,000 employees participated in courses designed to improve employee skills and performance.

In the Nuclear Operations Group, staff recruitment and training continued to take high priority. At year-end the staff totalled 119, roughly one half of the number required to operate the Point Lepreau plant; of these 119 employees, 80 were recruited from within New Brunswick. The core of the operating group has been chosen with emphasis on high qualifications and previous nuclear experience so as to ensure safe operation of the plant.

As of March 31, 1979 the Commission's regular and temporary employees totalled 2,629, a decrease of 51 from the previous year.

System Dispatch Operator at console.

OPERATIONS

During the fiscal year just ended, new all-time high demands for electricity were placed on the system. The Commission recorded a peak system gross demand of 2,050,400 kilowatts on January 16, 1979. A peak system net demand of 1,433,790 kilowatts occurred on February 12, 1979, an increase of 8.4% over the previous year. During the same month, for the first time in the Commission's history, daily energy consumption within the province exceeded 30,000,000 kilowatt hours.

Total generation and purchases of energy from all sources, amounting to 11,184,280,721 kilowatt hours, was 2.1% lower than during the previous year. This decrease resulted from reduced sales of energy over interconnections to neighbouring utilities because of forced outages of thermal units at Coleson Cove and Grand Lake Generating Stations.

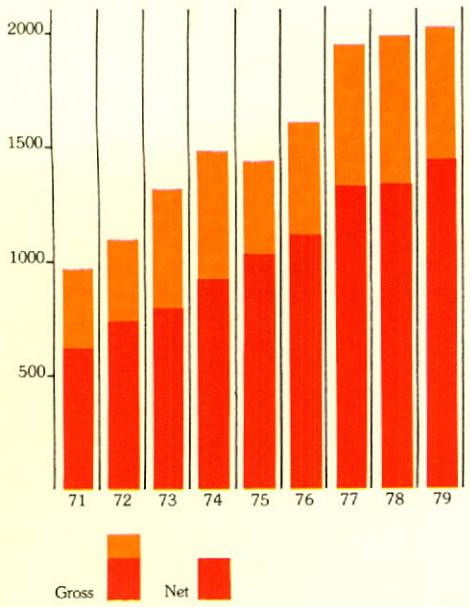
Unusually low river flows during the summer and early winter of 1978 substantially reduced hydro generation for the year. Hydro generation totalled 2,038,093,900 kilowatt hours, down 31% from production during the previous fiscal period. At year-end hydro generation accounted for 18.2% of total system supply. Thermal generation for the year totalled 5,512,710,000 kilowatt hours, an increase of 15.5%. This substantial increase in thermal power reflected the high level of production required from thermal generating units during several months of low hydro production.

Purchases of energy for the year amounted to 3,619,355,621 kilowatt hours, little changed from purchases in the last three years. Purchases from Hydro-Québec accounted for 97.6% of this energy, which was received on an interruptible basis.

A major strengthening of the Commission's interconnections with the Nova Scotia Power Corporation was completed on March 14, 1979 when the operating voltage of the third transmission line linking the two provinces was increased from 138,000 volts to 345,000 volts. Operation of this interconnection at its originally designed voltage will allow New Brunswick and Nova Scotia to exchange power at levels up to 400,000 kilowatts, more than double the previous transfer capacity.

A new mobile live-line washing unit for use on equipment operating at up to 345,000 volts was put into service during the year. The device uses a high pressure water jet to remove contamination such as salt and industrial pollution from electrical transmission and substation equipment, thereby preventing electrical flashover and possible service outages.

SYSTEM DEMAND
(in thousands of kilowatts)



Customer reception area at the Commission's solar-heated Shediac District Office.

CUSTOMER SERVICE

Energy sales to all classifications of customers increased during the year. Total in-province kilowatt hour sales increased by 5.4% or 367,375,023 kilowatt hours over the previous fiscal year. Energy consumption by general service customers showed the highest rate of growth at 8.9%. Residential and industrial customers showed increases in consumption of 5.5% and 4.8%, respectively.

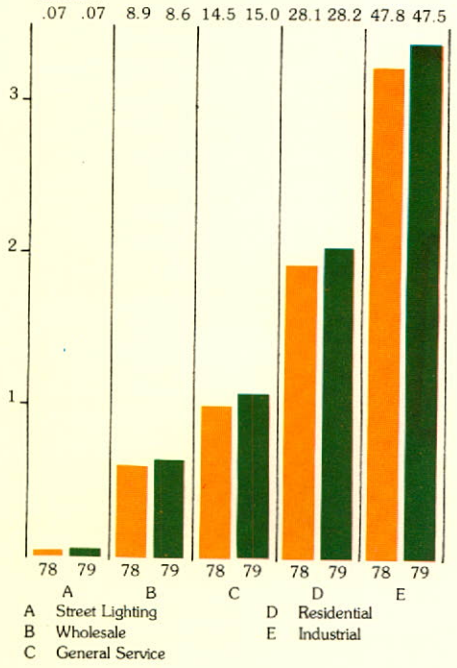
During the year a total of 5,162 new residential accounts and 666 general service accounts were added to the system, reflecting respective growth rates of 2.7% and 4.4%. At year-end overall growth in customer accounts was 2.8%, bringing the total number of customers on the system to 216,433.

As of March 31, 1979, the number of electrically heated homes on the system totalled 34,850*, an increase of 8.9% over the same period last year.

The New Brunswick home energy conservation loan program, administered by the Commission, continued to have a strong response from the general public. By the end of the year, more than $2.7 million in low interest loans, provided by the provincial government, had been approved since the program was introduced in October 1977.

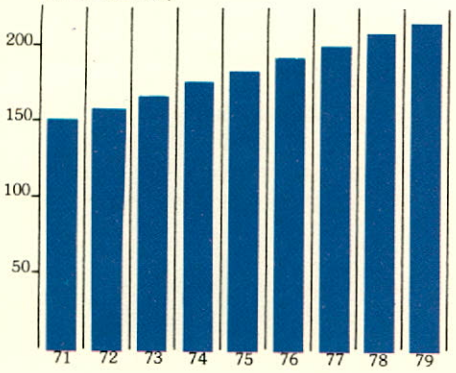
IN-PROVINCE SALES

(in billions of kilowatt hours)



TOTAL CUSTOMERS

(in thousands)



* Annual report figure for March 31, 1978 was 28,500. This was adjusted to 32,000 following receipt of more up-to-date survey information.

STATEMENT OF GENERATION AND SALES

FOR THE FISCAL YEAR ENDED 31 MARCH 1979

	1979 Kilowatt hours	1978 Kilowatt hours	Difference Kilowatt hours	%
GENERATION				
Hydro	**2,038,093,900**	2,953,723,300	− 915,629,400	− 31.00
Thermal	**5,512,710,000**	4,771,120,000	+ 741,590,000	+ 15.54
Diesel	**14,121,200**	12,788,920	+ 1,332,280	+ 10.42
Purchases	**3,619,355,621**	3,685,594,845	− 66,239,224	− 1.80
Gross Generation and Purchases	**11,184,280,721**	11,423,227,065	− 238,946,344	− 2.09
Station Service	**436,829,915**	443,868,926	− 7,039,011	− 1.59
Net Generation and Purchases	**10,747,450,806**	10,979,358,139	− 231,907,333	− 2.11
Losses — Transformers and Transmission	**631,741,773**	592,422,516	+ 39,319,257	+ 6.64
Losses — % of Net Generation and Purchases	**5.9%**	5.4%		
Total Energy Distribution	**10,115,709,033**	10,386,935,623	− 271,226,590	− 2.61
SALES				
Wholesale	**614,158,621**	599,728,619	+ 14,430,002	+ 2.41
Industrial Power	**3,389,776,111**	3,232,935,360	+ 156,840,751	+ 4.85
General Service (15,842)	**1,072,372,604**	984,490,667	+ 87,881,937	+ 8.93
Residential (197,387)	**2,010,716,406**	1,905,348,538	+ 105,367,868	+ 5.53
Street Lights	**47,256,240**	44,401,775	+ 2,854,465	+ 6.43
kWh per Residential Customer	**10,187**	9,912	+ 275	+ 2.77
Average Revenue per Residential kWh (excluding fuel adjustments)	**3.66¢ Gross 3.62¢ Net**	3.03¢ Gross 2.80¢ Net		
TOTAL IN-PROVINCE SALES	**7,134,279,982**	6,766,904,959	+ 367,375,023	+ 5.43
Interconnections	**2,837,004,600**	3,436,233,400	− 599,228,800	− 17.44
GRAND TOTAL — SALES	**9,971,284,582**	10,203,138,359	− 231,853,777	− 2.27
Station and Internal use	**437,210,240**	444,238,146	− 7,027,906	− 1.58
TOTAL LOSSES	**775,785,899**	775,850,560	− 64,661	− 0.01
GROSS GENERATION AND PURCHASES	**11,184,280,721**	11,423,227,065	− 238,946,344	− 2.09

STATEMENT OF OPERATING AND PHYSICAL STATISTICS

	31 March 1969	31 March 1971	31 March 1974	31 March 1978	**31 March 1979**
Plant Name Plate Capacity — kW	928,461	1,032,286	1,151,326	2,140,326	**2,140,326**
Gross Generation — Purchases — kWh	3,856,535,510	4,747,813,599	8,214,704,599	11,423,227,065	**11,184,280,721**
Total Energy Distributed	3,481,938,320	4,378,370,155	7,526,291,245	10,386,935,623	**10,115,709,033**
Total Revenue	$ 45,023,257	$ 55,101,439	$ 94,356,286	$ 276,061,367	**$ 322,503,472**
Total Expenditures and Appropriations	$ 44,535,275	$ 54,545,893	$ 91,855,805	$ 272,912,112	**$ 315,936,816**
Fixed Assets, Including Work in Progress	$ 372,542,866	$ 405,122,275	$ 550,039,208	$ 1,361,571,470	**$ 1,691,082,393**
Current Assets	$ 24,761,109	$ 25,400,492	$ 40,054,510	$ 230,879,940	**$ 299,164,804**
Current Liabilities	$ 22,829,687	$ 20,206,936	$ 38,851,061	$ 117,929,206	**$ 161,606,041**
Inventories	$ 2,254,310	$ 2,841,733	$ 6,649,480	$ 24,617,058	**$ 27,186,334**
Long Term Debt — Net	$ 292,314,836	$ 304,767,394	$ 415,845,386	$ 1,228,507,691	**$ 1,551,736,716**
Sinking Fund Assets	$ 20,982,534	$ 21,626,246	$ 30,578,855	$ 46,006,501	**$ 56,746,569**
Accumulated Depreciation	$ 62,226,483	$ 78,549,329	$ 107,707,569	$ 177,925,521	**$ 205,025,401**
Other Reserves and Earnings Retained in the Business	$ 27,026,510	$ 33,836,586	$ 45,247,054	$ 92,354,057	**$ 99,866,451**
Reserves, Earnings Retained in the Business and Accumulated Depreciation	$ 89,252,993	$ 112,385,915	$ 152,954,623	$ 270,279,578	**$ 304,891,852**
Total Reserves, Earnings Retained in the Business as Percentage of Fixed Assets	23.9%	27.7%	27.8%	19.8%	**18.0%**
Circuit Miles Transmission Lines	2,485	2,601	2,862	3,327	**3,415**
Miles Distribution Circuits	8,765	8,872	10,700	12,178	**12,712**
Number Residential Customers	126,793	138,213	161,818	192,225	**197,387**
Number Industrial Customers	638	786	909	1,124	**1,227**
Number General Service Customers	11,480	11,495	12,406	15,176	**15,842**
Number Street Light Customers	1,276	1,495	1,688	1,942	**1,977**

FINANCIAL STATEMENTS

THE NEW BRUNSWICK ELECTRIC POWER COMMISSION

BALANCE SHEET

AS AT 31 MARCH 1979

ASSETS

	1979		1978	
FIXED ASSETS				
Land, buildings, plant and equipment — at cost, less accumulated depreciation (Note 2)		**$1,486,056,992**		$1,183,645,949
CURRENT ASSETS				
Cash and short term investments	**$217,943,609**		$167,869,958	
Accounts receivable	**53,917,362**		38,110,742	
Material, supplies and fuel — at cost	**27,186,334**		24,617,058	
Prepaid expenses	**117,499**		282,182	
		299,164,804		230,879,940
DEFERRED CHARGES				
Debenture and note discount and issue expense less amounts amortized	**20,172,538**		16,800,090	
Survey, engineering and training expenses in connection with expansion of facilities	**1,171,345**		1,049,481	
Other	**172,535**		169,704	
		21,516,418		18,019,275
FUNDS HELD FOR SPECIFIED PURPOSES				
Insurance fund		**7,500,000**		7,274,796
		$1,814,238,214		$1,439,819,960

ON BEHALF OF THE NEW BRUNSWICK ELECTRIC POWER COMMISSION:

G. W. N. COCKBURN, Q.C., Chairman

LOUIS E. LANDRY, Vice-Chairman

LIABILITIES

	1979		1978	
LONG-TERM DEBT (Note 3)				
Guaranteed by the Province of New Brunswick				
Debentures and notes issued by the Commission		**$1,227,594,101**		$1,018,102,026
Notes payable to Atomic Energy of Canada Limited		**270,346,520**		151,093,167
Loans from Northern Canada Power Commission		**53,987,521**		55,151,732
Loans from the Province of New Brunswick		**4,555,658**		5,464,726
Other long-term debt		**12,022,888**		8,650,000
		1,568,506,688		1,238,461,651
Less: Unfunded retirements due within one year		**16,769,972**		9,953,960
		1,551,736,716		1,228,507,691
CURRENT LIABILITIES				
Bank loans and advances	**$22,677,681**		$12,749,832	
Accounts payable and accruals	**70,027,148**		54,073,265	
Accrued interest on debentures issued by the Commission	**37,198,829**		30,563,251	
Province of New Brunswick — accrued interest	**50,167**		57,244	
Current portion of long-term debt	**17,625,515**		10,485,965	
Holdbacks on contracts in progress	**13,713,620**		9,798,071	
Service deposits	**313,081**		201,578	
		161,606,041		117,929,206
DEFERRED LIABILITY				
Customers' advances in aid of construction		**1,029,006**		1,029,006
RESERVES (Note 4)		**39,132,134**		38,186,396
EARNINGS INVESTED IN THE BUSINESS		**60,734,317**		54,167,661
		$1,814,238,214		$1,439,819,960

THE NEW BRUNSWICK ELECTRIC POWER COMMISSION

STATEMENT OF INCOME

FOR THE YEAR ENDED 31 MARCH 1979

	1979		1978	
REVENUE				
Sales of power	**$316,685,241**		$271,158,218	
Sales of steam	**3,422,254**		2,971,337	
Miscellaneous	**2,395,977**		1,931,812	
		$322,503,472		$276,061,367
EXPENDITURE				
Purchased power	**50,126,485**		34,509,309	
Operating and maintenance expenses				
Generation	**137,957,497**		104,509,211	
Transmission	**3,197,612**		3,127,137	
Distribution	**13,487,071**		12,822,242	
	204,768,665		154,967,899	
Administrative, collection, unallocated taxes and other general expenses, less amounts capitalized	**26,107,407**		22,591,641	
		230,876,072		177,559,540
		91,627,400		98,501,827
Interest, exchange and amortization of debenture discount and expenses	**131,134,354**		98,462,949	
Less: Income from sinking funds and other investments (Note 3)	**23,525,768**		12,383,133	
Interest capitalized	**50,805,443**		28,104,902	
	74,331,211		40,488,035	
		56,803,143		57,974,914
		34,824,257		40,526,913
Provision for depreciation of buildings, plant and equipment		**27,311,863**		25,848,664
Net income for the year before adjustment for water equalization		**7,512,394**		14,678,249
Adjustment to equalize generation costs due to fluctuation in water flows (Note 4)		**(9,279,466)**		9,908,300
Net income for the year		**$ 16,791,860**		$ 4,769,949

THE NEW BRUNSWICK ELECTRIC POWER COMMISSION

STATEMENT OF EARNINGS INVESTED IN THE BUSINESS

FOR THE YEAR ENDED 31 MARCH 1979

	1979		1978	
Balance at beginning of year		**$54,167,661**		$51,018,406
Net income for the year		**16,791,860**		4,769,949
		70,959,521		55,788,355
Deduct appropriations to reserves for				
Water equalization	**$10,000,000**		$1,000,000	
Insurance	**225,204**		620,694	
		10,225,204		1,620,694
Balance at end of year		**$60,734,317**		$54,167,661

THE NEW BRUNSWICK ELECTRIC POWER COMMISSION

STATEMENT OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION

FOR THE YEAR ENDED 31 MARCH 1979

	1979	1978
SOURCE OF FUNDS		
From operations		
Net income for the year	**$ 16,791,860**	$ 4,769,949
Amounts charged against operations but not requiring an outlay of funds		
Provision for depreciation of buildings, plant and equipment	**27,427,188**	26,007,529
Vehicle depreciation	**1,984,189**	1,794,528
Amortization of debenture discount and expenses	**1,427,478**	954,544
Gain on disposal of fixed assets	**(115,325)**	(158,865)
Exchange loss on long-term debt retirements due within one year	**855,543**	532,005
Adjustment to equalize generation costs due to fluctuation in water flows	**(9,279,466)**	9,908,300
Survey, engineering and development expenses written off	**2,473,957**	173,352
	41,565,424	43,981,342
Proceeds from notes and debentures issued less discount and expenses	**219,987,574**	222,613,736
Loans from Atomic Energy of Canada Limited	**119,253,353**	71,112,540
Proceeds from maturity of HVDC Facilities Fund	**—**	20,086,000
Contributions in aid of construction	**875,070**	2,219,895
Other loans	**3,372,888**	9,266,378
Proceeds from sale of assets	**272,222**	483,102
	$385,326,531	$369,762,993
APPLICATION OF FUNDS		
Expenditure on fixed assets	**$335,154,992**	$277,664,176
Redemption of Commission debentures (net of sinking fund contributions)	**3,686,430**	3,196,500
Sinking fund deposits	**13,050,068**	10,363,734
Repayment of loan from Canadian General Electric Company Limited	**—**	29,688,000
Reduction in loan from Northern Canada Power Commission	**1,164,211**	1,100,691
Increase (decrease) in deferred survey, engineering and training expense	**295,216**	(432,232)
Increase in other deferred charges	**2,831**	43,463
Increase in HVDC Facilities Fund	**—**	2,736,499
Increase in insurance fund	**225,204**	620,694
Increase in working capital exclusive of changes in current portion of long-term debt	**31,747,579**	44,781,468
	$385,326,531	$369,762,993

THE NEW BRUNSWICK ELECTRIC POWER COMMISSION

NOTES TO FINANCIAL STATEMENTS

AS AT 31 MARCH 1979

1. Summary of Significant Accounting Policies

The financial statements have been prepared in conformity with generally accepted accounting principles as established in Canada.

a) Fixed asset additions and retirements:

The cost of additions to fixed assets is the original cost of contracted services, direct labour and material, interest on funds used during construction and indirect charges for administration and other expenses. Administration and other expenses are capitalized during construction by applying a portion of such overheads to direct construction costs incurred each month.

Interest during construction is capitalized monthly on the basis of the interest costs of long-term borrowings committed to plant under construction.

The cost of repairs and maintenance is charged to income while the cost of improvements is capitalized. For property replaced or renewed, the original cost plus removal cost less salvage and accumulated depreciation is charged or credited to depreciation expense in the statement of income.

Contributions in aid of construction, which include government grants in respect of new facilities, are netted against the cost of plant financed thereby. Amounts received from customers are being amortized over the estimated service lives of the related assets, and the credit resulting therefrom is offset against the corresponding provision for depreciation.

Depreciation is provided by the Commission on a straight-line basis sufficient to amortize the cost of fixed assets, less estimated salvage value, over their estimated useful lives. Depreciation is provided on the net cost of fixed assets in respect of which government grants have been provided. The estimated useful lives of the main categories of fixed assets are as follows:

Assets	Years
Hydro Generating Stations	68
Thermal Generating Stations	30
Gas Turbine Generating Station	25
Diesel Generating Station	20
Terminals and Substations	30
Transmission System	40
Distribution System	28
Buildings	40

b) Inventories:

Inventories of materials and supplies are valued at average cost. Fuel is valued at cost using the first-in, first-out method.

c) Debenture and note discount and issue expenses:

The Commission amortizes debenture and note discounts or premiums and the expenses of issues over the lives of the issues to which they pertain.

d) Survey, engineering and training expenses in connection with expansion of facilities:

Survey and engineering expenses relating to construction projects being considered are deferred until a project is authorized for construction by the Commission. Such costs together with certain training costs are then amortized against future income either directly or by annual depreciation charges resulting from certain of the items being capitalized. If a project is discontinued, all applicable costs are charged to income in that year.

e) Foreign exchange transactions:

Debentures and notes issued by the Commission in United States dollars are converted to Canadian dollars at rates of exchange prevailing at the date of issue. The resulting exchange differences are accumulated in an exchange premium at date of issue account which is included with long-term debt on the balance sheet. Long-term debt payable in Swiss francs is reflected in Canadian dollars on the balance sheet at rates of exchange prevailing at the date of issue. Loans from the Province of New Brunswick payable in United States dollars are reflected in Canadian dollars on the balance sheet at the rate of $1 U.S. equals $1 Canadian. As payments in respect of long-term debt become due within one year, the difference between the value of the debt as recorded and the equivalent value converted at the rate of exchange in effect at the end of the fiscal year is included as exchange gains or losses in the Commission's income. When the debentures, notes or loans mature or are redeemed, the actual gains or losses as then computed, adjusted for amounts previously recorded, are reflected in the Commission's income.

Exchange gains or losses resulting from transactions affecting current operations are reflected in income as realized.

f) Revenue:

Billings to residential and general service customers are rendered monthly on a cyclical basis. All other customers are billed at the end of each month. The Commission does not accrue revenue in respect of items not billed at the end of a fiscal period.

2. Fixed Assets (at cost)

	1979	1978
Land, buildings, plant and equipment		
Power generating stations	**$ 541,574,807**	$ 538,152,742
Transmission system	**109,087,563**	92,791,577
Substations	**140,630,997**	125,924,958
Distribution system	**160,097,619**	144,246,226
Other properties	**8,759,726**	7,793,047
Communications equipment	**3,402,002**	2,086,235
Motor vehicles and miscellaneous equipment	**17,165,628**	16,638,655
	980,718,342	927,633,440
Construction in progress	**738,329,133**	461,028,041
	1,719,047,475	1,388,661,481
Less contributions in aid of construction	**27,965,082**	27,090,011
	1,691,082,393	1,361,571,470
Less accumulated depreciation	**205,025,401**	177,925,521
	$1,486,056,992	$1,183,645,949

3. Long-term Debt
Debentures and notes issued by the Commission

Date of Maturity	Interest Rate %	1979	1978	References
PAYABLE IN CANADIAN DOLLARS				
1981 15 May	9	**$ 20,000,000**	$ 20,000,000	(a)
1987 15 March	5 1/2	**2,650,000**	2,650,000	(b)
1988 1 November	5 1/2	**2,000,000**	2,000,000	(b)
1989 15 October	8 1/2	**228,000**	228,000	(b)
1990 1 August	9	**293,000**	293,000	(b)
1991 1 July	5 3/4	**5,000,000**	5,000,000	(c)
1992 15 March	5 1/2	**7,350,000**	7,350,000	(c)
1993 1 November	5 1/2	**6,000,000**	6,000,000	(c)
1994 15 June	5 1/2	**10,000,000**	10,000,000	(c)
1994 31 December	5 1/2	**3,790,000**	3,790,000	(c)
1995 1 May	6 1/4	**15,000,000**	15,000,000	(d)
1995 15 May	10 3/8	**20,000,000**	20,000,000	(e)
1995 15 October	5 3/4	**7,500,000**	7,500,000	(c)
1996 1 January	6	**13,800,000**	13,800,000	(c)
1996 1 March	6	**4,000,000**	4,000,000	(c)
1996 1 October	6 1/2	**6,100,000**	6,100,000	(c)
1996 15 November	7 7/8	**20,000,000**	20,000,000	(f)
1997 15 October	8 3/8	**20,000,000**	20,000,000	(f)
1998 15 November	8 1/2	**25,000,000**	25,000,000	(f)
1999 1 October	11	**25,000,000**	25,000,000	(b) (g)
1999 31 December	5 1/2	**8,210,000**	8,210,000	(c)
2000 1 March	10	**50,000,000**	50,000,000	(h)
2003 21 December	10 1/4	**75,000,000**	—	(d)
		346,921,000	271,921,000	
PAYABLE IN SWISS FRANCS				
1985 20 April	4 1/4	**60,815,000****	—	(a)
1991 28 September	6	**31,328,000***	31,328,000*	(i)
1992 30 August	5 1/4	**36,008,000***	36,008,000*	(i)
1993 30 March	3 3/4	**57,113,000****	57,113,000**	(i)
		185,264,000	124,449,000	

* each of 80,000,000 Swiss francs
** each of 100,000,000 Swiss francs

Date of Maturity	Interest Rate %	1979	1978	References
PAYABLE IN UNITED STATES DOLLARS				
1983 15 January	9	**$ 34,000,000**	$ 36,000,000	(j)
1986 2 January	5 1/4	**5,733,000**	6,529,000	(k)
1986 1 November	5 1/4	**2,676,000**	2,987,000	(k)
1987 1 September	5 1/4	**4,196,000**	4,609,000	(l)
1990 15 April	5	**11,248,000**	11,801,000	(m)
1991 1 May	5 1/2	**12,104,000**	12,587,000	(n)
1991 15 November	6	**17,500,000**	17,500,000	(c)
1992 15 October	6 1/2	**15,000,000**	15,000,000	(c)
1993 15 February	6 7/8	**15,000,000**	15,000,000	(c)
1994 1 February	7 3/4	**10,000,000**	10,000,000	(c)
1994 1 March	9 3/4	**75,000,000**	—	(o)
1995 1 October	10 1/2	**75,000,000**	75,000,000	(p)
1997 15 February	9	**100,000,000**	100,000,000	(q)
1998 1 April	7 7/8	**45,000,000**	45,000,000	(r)
2001 1 May	9 3/8	**100,000,000**	100,000,000	(s)
2004 1 April	8 3/4	**50,000,000**	50,000,000	(c)
2005 15 January	10	**75,000,000**	75,000,000	(c)
2007 1 August	8 3/4	**75,000,000**	75,000,000	(c)
		722,457,000	652,013,000	
Exchange premium at date of issue		**28,654,328**	14,800,253	
		751,111,328	666,813,253	
		1,283,296,328	1,063,183,253	
Less sinking fund assets held in trust by the Province of New Brunswick		**55,702,227**	45,081,227	
		$1,227,594,101	$1,018,102,026	

References:

(a) Term.

(b) Invested sinking fund calculated to accumulate funds sufficient to pay 80% at maturity.

(c) Invested sinking fund calculated to accumulate funds sufficient to pay entire issue at maturity.

(d) Invested sinking fund calculated to accumulate funds sufficient to pay 90% at maturity.

(e) Invested sinking fund calculated to accumulate funds sufficient to pay 45% at maturity.

(f) Invested sinking fund calculated to accumulate funds sufficient to pay 85% at maturity.

(g) At the option of the holders, $326,000 will be retired on 1 October 1979.

(h) Invested sinking fund calculated to accumulate funds sufficient to pay 68% at maturity.

(i) Purchase fund which, if fully exercised, will retire 50% of the issue prior to maturity.

(j) Annual payments calculated to retire 30% of the issue prior to maturity.

(k) Annual payments of increasing amounts calculated to pay approximately 93% prior to maturity.

(l) Annual payments of increasing amounts calculated to pay approximately 92% prior to maturity.

(m) Annual payments of increasing amounts calculated to pay approximately 80% prior to maturity.

(n) Annual payments of increasing amounts calculated to pay approximately 75% prior to maturity.

(o) Annual payments calculated to retire 41% of the issue prior to maturity.

(p) Invested sinking fund calculated to accumulate funds sufficient to pay 75% at maturity.

(q) Annual payments calculated to retire 87 1/2% of the issue prior to maturity.

(r) Annual payments calculated to pay approximately 66 1/2% prior to maturity.

(s) Invested sinking fund calculated to accumulate funds sufficient to pay 82% at maturity.

	1979	1978
Atomic Energy of Canada Limited		
Notes payable, together with accrued interest at varying rates, repayable by conversion into a renewal note no later than 1 April 1983. The rate of interest on the renewal note will be the weighted average of the interest rates on the notes which it replaces. Repayment of the renewal note will be comprised of 25 equal annual instalments of principal and interest commencing one year after the In-Service Date for the Point Lepreau Generating Station or one year after 1 April 1983, whichever is earlier	**$270,346,520**	$151,093,167

	1979	1978
Loans from Northern Canada Power Commission		
Repayable in annual instalments of principal and interest at rates varying from 4 1/2% to 8 1/2% to the year 2011	**$ 53,987,521**	$ 55,151,732
Loans from the Province of New Brunswick		
For which debentures have been issued by the Province to provide funds for the Commission (payable in United States dollars)	**$ 5,600,000**	$ 6,390,000
Less sinking fund assets held by the Province relating to such debentures	**1,044,342**	925,274
	$ 4,555,658	$ 5,464,726
Other long-term debt		
Town of Grand Falls — in respect of the purchase of distribution system; payable $50,000 annually	**$ 50,000**	$ 100,000
City of Campbellton — in respect of the purchase of distribution system; payable, together with interest at 9 1/4% per annum, in equal annual instalments to the year 1993	**1,304,894**	1,350,000
Government of Canada — in respect of the construction of a transmission line from Coleson Cove to Salisbury; payable, together with accrued interest at rates varying from 9 1/4% to 9 5/8% per annum, as to 50% on 1 April 1981 and the remainder in equal annual instalments of principal and interest to the year 2011	**10,667,994**	7,200,000
	$12,022,888	$8,650,000

Long-term debt retirements

Net long-term debt payments and sinking fund requirements in respect of debt outstanding at 31 March 1979 are as follows for the five years ending 31 March 1984:

	Canadian Dollars	U.S. Dollars	Swiss Francs
Year ending 31 March 1980	$ 4,400,478	$11,395,000	SFr —
Year ending 31 March 1981	4,593,869	15,843,000	—
Year ending 31 March 1982	32,945,628	18,279,000	4,000,000
Year ending 31 March 1983	9,380,361	52,723,000	13,000,000
Year ending 31 March 1984	11,281,718	26,430,000	13,000,000

Sinking funds

The Minister of Finance of the Province of New Brunswick, as Trustee for the Commission, maintains a sinking fund for all debenture issues requiring same. Sinking fund investments are carried at cost, and the earnings are reflected in the Commission's income. Prior to the current fiscal year the Trustee did not include accrued interest on investments held at year end as earnings. The inclusion of such accrued interest at **31 March 1979** resulted in an additional **$1,452,209** being added to the Commission's income. Commission debentures held in the fund are not cancelled until maturity.

Issues of debentures of the Commission requiring annual redemption for sinking fund purposes provide that the Commission may satisfy its obligation by purchasing outstanding debentures of the respective issues at any time at prices not exceeding 100% of the principal amount thereof. The debentures so used to satisfy sinking fund obligations are cancelled and deposited with the Minister of Finance and are not reissued. Any profit or loss resulting from such transactions is reflected in income.

Conversion of debentures and notes payable in United States dollars and Swiss francs

If the long-term portion of debentures and notes payable in United States dollars and Swiss francs, after deducting available sinking funds, were converted into Canadian dollars at rates of exchange prevailing on **31 March 1979** the amount payable would have been **$145,739,229** more than as shown in the financial statements (1978 — $104,948,066.)

4. Reserves

	1979	1978
Water equalization	**$31,632,134**	$30,911,600
Insurance	**7,500,000**	7,274,796
Total reserves	**$39,132,134**	$38,186,396

Water equalization reserve:

In order to equalize the effects on generation cost due to fluctuations in water flows, the Commission annually charges or credits income with an amount calculated to adjust generation costs to an average monthly water condition. The calculation is based on historical water flow data compiled over a period of 35 years. The offsetting debit or credit is included in the water equalization reserve account. In addition, as the hydro generating capacity of the Commission or the costs of alternate sources of supply increase, the reserve is increased periodically by appropriations from earnings invested in the business as the Commission deems advisable.

Insurance reserve:

This reserve has been established as a self-insurance fund to complement the insurance coverage maintained with insurance companies. The Commission, as it deems advisable, increases the reserve by appropriations from earnings invested in the business.

5. Capital Commitments

The Commission is constructing a single 630,000 kilowatt unit nuclear generating station at Point Lepreau. Commercial operation of the unit is currently scheduled for late 1980, although this may be delayed somewhat as a result of repairs recently found to be necessary to the steam generators. Expenditures to **31 March 1979** and 31 March 1978 were **$566,400,168** and $308,712,814 respectively. The Government of Canada is currently committed to loan to the Commission $350,000,000 towards the cost of construction. In February, 1979 a Memorandum of Understanding between Canada, New Brunswick, Nova Scotia and Prince Edward Island was signed with respect to negotiating the formation of the Maritime Energy Corporation (MEC) which was intended to further the general objectives of the MEC feasibility study completed in 1977. The MEC would have responsibility for regional planning, operation of the Maritime system generation and bulk transmission facilities, and undertaking major generation and transmission projects of which the Point Lepreau Generating Station would be the first. Negotiations with respect to the early formation of the MEC are being actively pursued by the participants.

A 200,000 kilowatt oil and coal fueled unit is being added to the thermal generating station at Dalhousie and is scheduled to become operational in 1979. Expenditures to **31 March 1979** and 31 March 1978 were **$120,110,406** and $83,106,187 respectively.

It is estimated that during the fiscal year ending 31 March 1980 $256,518,000 will be expended on the above projects together with $36,896,259 on other capital projects.

6. Contingent Liability

The Commission, to be assured of an adequate supply of coal, signed an agreement in December, 1978 guaranteeing payments of N.B. Coal Limited, a Crown Corporation, for the lease of a dragline for use in mining coal. The leasing agreement contemplates maximum payments over a twenty year period of $33,000,000.

AUDITORS' REPORT

Touche Ross & Co.
Chartered Accountants

The Honourable Richard B. Hatfield,
Premier of the Province of New Brunswick,
Fredericton, New Brunswick.

Sir:

We have examined the balance sheet of The New Brunswick Electric Power Commission as at 31 March 1979 and the related statements of income, earnings invested in the business and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these financial statements present fairly the financial position of the Commission as at 31 March 1979 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

Touche Ross & Co.
Chartered Accountants

Fredericton, N.B.
June 22, 1979

191 PROSPECT STREET WEST - SUITE 306 - FREDERICTON, NEW BRUNSWICK E3B 2T7 - TELEPHONE (506) 455-0340

Monitoring of energy consumption continues at the Commission's energy-efficient model home near Fredericton.

RESEARCH AND DEVELOPMENT

The development of methods by which New Brunswick's high sulphur, high ash coal can be used in greater quantities and in an environmentally acceptable manner was the focus of several research and development projects in progress at year-end.

In 1977/78 a conventional boiler at the Chatham Generating Station was successfully converted to burn a fuel mixture of coal and oil. A follow-up research program, designed to reduce atmospheric emissions by treating the coal to improve its quality before burning, began during the year.

The Commission is also carrying out a contract study for the Canadian Electrical Association (utilities) to determine whether the Chatham boiler can be converted to fluidized-bed firing and at what cost. This process could possibly remove over 90% of the sulphur from coal during combustion.

At the coal-fired Grand Lake Generating Station, NB Power researchers are investigating a method for removal of sulphur oxides from combustion gases after they have left the furnace and prior to discharge to the atmosphere.

At year-end a federally funded study was under way to determine the economic feasibility of establishing a peat-fired power plant in northern New Brunswick. Selection of a potential site, an inventory of the province's peat supplies, preparation of a conceptual plant design, and test firings of peat will be carried out by a consulting firm in conjunction with NB Power under the terms of the study, which is scheduled for completion in 1979.

During the year NB Power, in conjunction with the N. B. Department of Natural Resources, N. B. Coal, and the Canadian Electrical Association, initiated a demonstration project in aquaculture at the Grand Lake Thermal Generating Station. The project, which is a follow-up to a series of fish rearing experiments conducted at Grand Lake over the past several years, will test the biological and economic feasibility of raising large numbers of trout and salmon in ponds heated with waste water from a thermal plant.

In the field of alternate energy, the monitoring of solar and wind power equipment in use at the Commission's research facilities continued.

An energy conservation study was carried out during the year by the Engineering and Construction Division to assess methods of saving energy which can be applied in the future construction of district buildings and equipment.

Nearly 750,000 metres (2.5 million feet) of electrical cable will be installed at the Point Lepreau Generating Station.

FINANCE

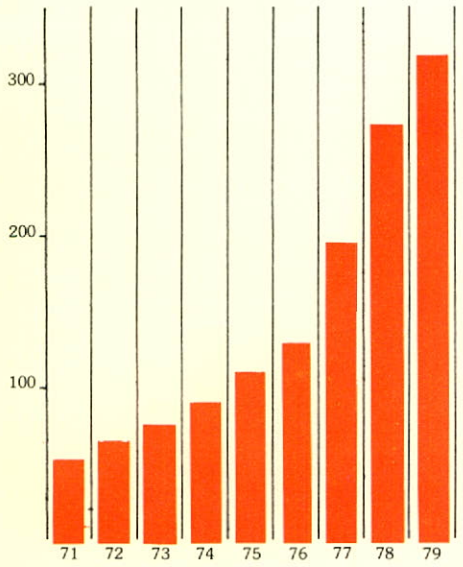
Revenue from all sources amounted to $322.5 million, an increase of $46.4 million over the previous year. The growth in revenue was mainly due to greater in-province sales, escalation in the fuel adjustment charge, and a 9.9% rate increase introduced during the period to meet the increased costs of providing service.

The costs of generation, transmission, distribution, and purchased power increased by $49.8 million to $204.8 million. Administration, collection, unallocated taxes, and other expenses increased from $22.6 million to $26.1 million, including $1.5 million of preliminary engineering study costs written off.

River flows during the year were well below normal and an amount of $9.3 million was credited to operations from the Water Equalization Reserve.

Net income for the year amounted to $16.8 million. The balance of Earnings Invested in the Business amounted to $60.7 million after appropriation of $10.0 million to the Water Equalization Reserve and $0.2 million to the Insurance Reserve.

TOTAL REVENUE
(in millions of dollars)



FINANCIAL HIGHLIGHTS

	1979	1978
Total Revenue	**$ 322,503,472**	$ 276,061,367
Total Expenditures and Appropriations	**$ 315,936,816**	$ 272,912,112
Real Property and Business Taxes	**$ 9,564,216**	$ 8,819,816
Provincial Sales Tax Paid	**$ 1,835,137**	$ 2,403,679
Salaries and Wages Paid	**$ 51,980,165**	$ 45,470,676
Fixed Assets, Including Work in Progress	**$1,691,082,393**	$1,361,571,470
Net Income	**$ 16,791,860**	$ 4,769,949

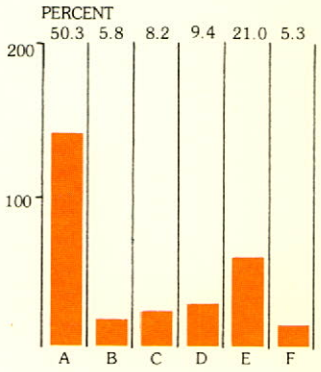
Installation of 69,000 volt submarine cable from Deer Island to Campobello Island, August 1978.

Capital expenditures during the year totalled $335.2 million. To provide funds for these expenditures the following long-term borrowings were completed: 100.0 million Swiss francs, seven year 4 1/4% notes dated April 20, 1978, placed privately in Switzerland; $75.0 million twenty-five year 10 1/4% sinking fund debentures dated December 21, 1978, issued publicly in Canada; and U.S. $75.0 million fifteen year 9 3/4% bonds dated March 1, 1979, issued publicly in Europe. Under the terms of the finance agreement for the Point Lepreau Generating Station, advances were received and notes issued to Atomic Energy of Canada Limited for $41.2 million on July 26, 1978 and $58.8 million on December 20, 1978. A final loan installment of $2.8 million was received on September 21, 1978 from Energy, Mines and Resources Canada, under the terms of a finance agreement for the construction of a transmission line between Coleson Cove and Salisbury, New Brunswick.

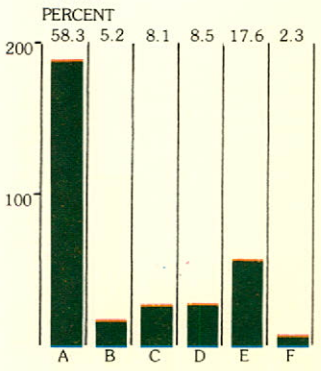
DISTRIBUTION OF REVENUE

(in millions of dollars)

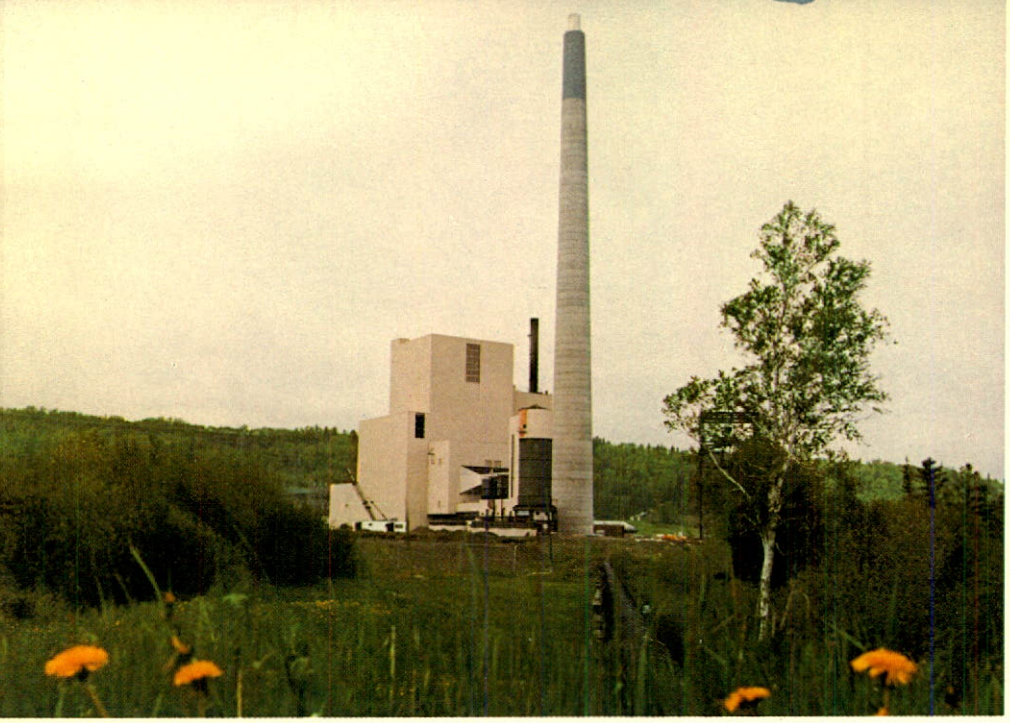
1978



1979



A — Generation and Purchases
B — Transmission and Distribution
C — Administration
D — Depreciation
E — Interest
F — Appropriations to Reserves and Equity



An additional 200,000 kilowatts of capacity will be added to the NB Power grid when Dalhousie II comes on-line.

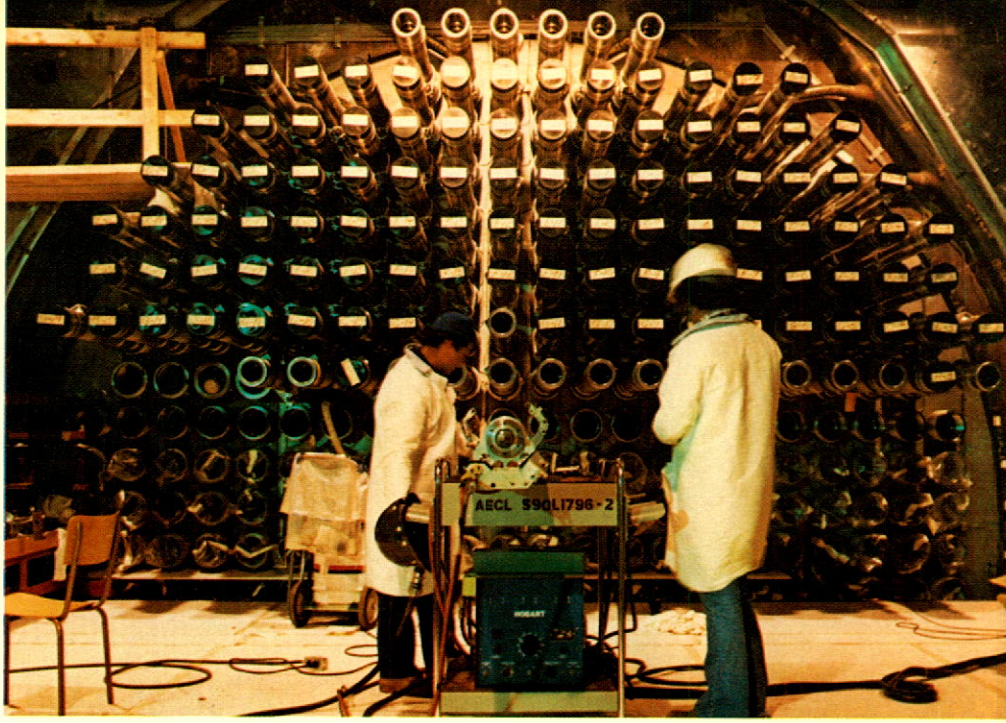
CAPITAL ADDITIONS

Generating additions under way include new hydro generation from Units 5 and 6 at Mactaquac (200,000 kilowatts), dual coal and oil-fired power from Dalhousie II (200,000 kilowatts), and nuclear energy from Point Lepreau (630,000 kilowatts). The current generation expansion program will be completed in the 1979/80 fiscal year at Mactaquac and Dalhousie and the following year at Point Lepreau.

Although work progress at the Point Lepreau Generating Station was slowed as a result of a strike which extended 64 days, the project gained momentum during the latter part of the fiscal year. The installation of the fuel channel assemblies in the calandria was completed during the year and substantial progress was made on the installation of the turbine generator. By the end of the year the major portion of the civil engineering work on the project had been finished and work was concentrating on mechanical and electrical installations.

At the Dalhousie Generating Station, work was completed on the turbine, boiler, cooling water pumphouse, and electrostatic precipitator. At year-end the installation of the mechanical, electrical, instrumentation, control, and liquid waste disposal systems was nearing completion and chemical cleaning of the boiler and piping systems was under way. First steam to the turbine is scheduled for mid-summer, with commercial operation expected to follow in September.

At Mactaquac, concreting operations were completed on Unit 5 and work was well advanced on the erection of the unit's turbine and generator. Following the scheduled completion of this equipment and the associated mechanical and electrical systems, Unit



Installation of the 380 fuel channel assemblies at Point Lepreau, January 1979.

5 will be brought on-line during the late summer of 1979. The on-line date for Unit 6 is scheduled for late 1979.

In the fiscal year, 102 kilometres (64 miles) of 69,000 and 138,000 volt transmission lines were completed and energized with an additional 19 kilometres (12 miles) nearing completion. A total of 152 kilometres (95 miles) of 345,000 volt transmission line was installed during the year.

A new 69,000 volt submarine-cable was laid from Deer Island to Campobello Island as the first link in an improved transmission system to be extended to Grand Manan in the 1979/80 fiscal year.

In the reporting period 7 new substations were added around the province and 12 existing substations were upgraded to increase capacity and improve the quality and reliability of service to customers.

A Radiation Environmental Monitoring Laboratory has been installed and commissioned in Fredericton. All environmental radiation analysis for the Point Lepreau Generating Station and surrounding area will be carried out at this facility.

The design and construction of an energy-efficient model home near Fredericton and a new Southern Branch Headquarters building in Rothesay were completed during the year. Information gained from the operation of these energy-saving structures will be used to provide the general public with guidelines in home construction.

Health Physics radiation monitoring equipment.

PLANNING

The three Maritime Premiers and the Federal Minister of Energy, Mines and Resources have agreed in principle to form a Maritime Energy Corporation. Negotiations are continuing in order to reach accord on the many issues to be resolved.

In-province demand for the past fiscal year increased by 8.4% over 1977/78. This compares to a historic growth rate approaching 12% over the last decade and reflects a generally slow-moving economy, changes in energy costs, and apparent conservation efforts by customers. Generation additions under way at Mactaquac, Dalhousie and Point Lepreau, the return of a 400,000 kilowatt segment of Coleson Cove generation in 1985/86, and potential purchases from neighbouring utilities will enable NB Power to meet presently forecasted load growth until the late 1980's. The long-term forecasted growth in demand is 5.6% per year over the next 15 years, with higher than average growth rates in the early years.

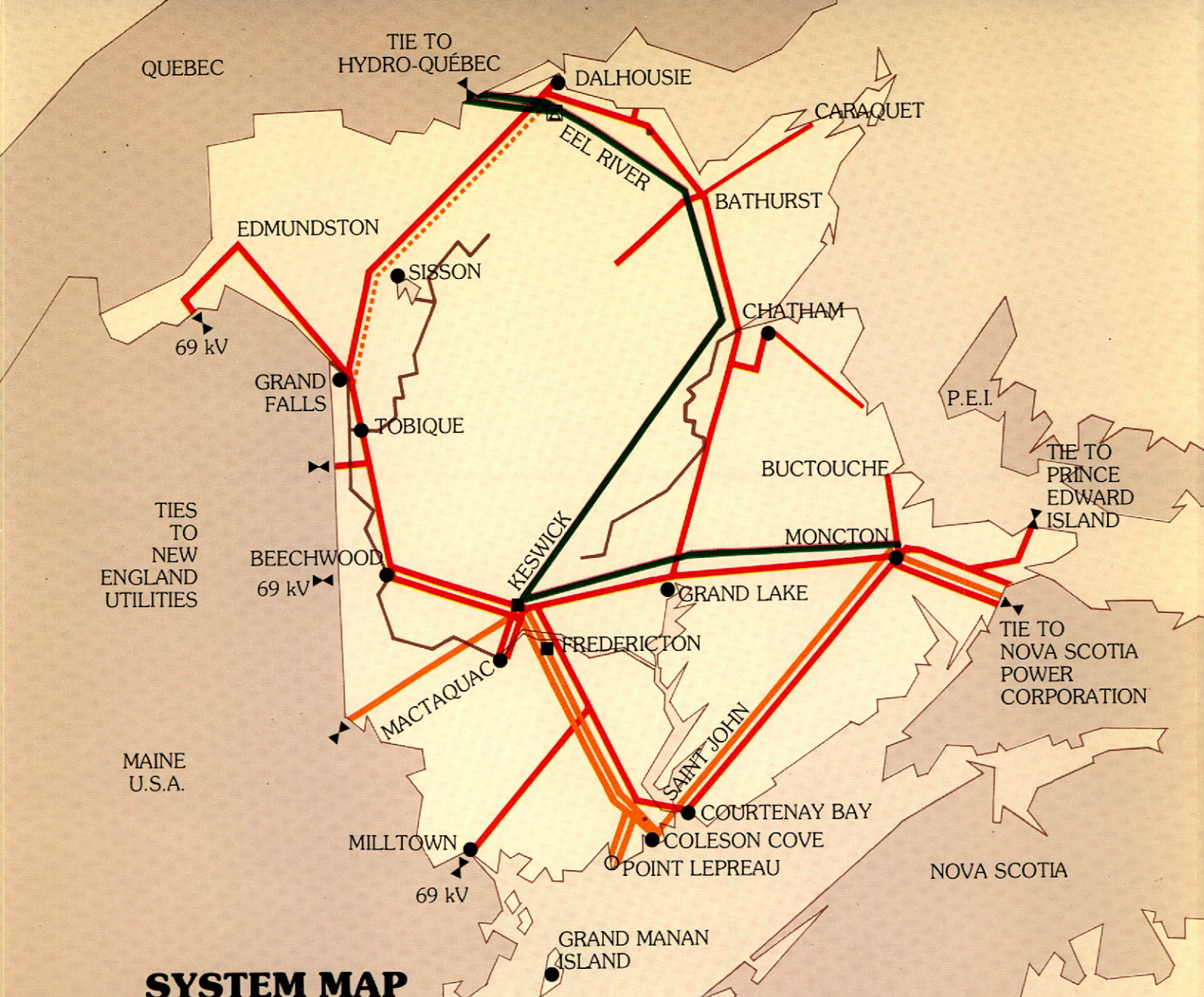
For the longer term, a number of alternatives are open to the Commission for possible generation additions. These include the utilization of native coal and peat, development of new hydro sites, redevelopment of certain existing hydro generating stations for peak load power, and an expansion of nuclear generation. These generation options will continue to be carefully evaluated with the objective of minimizing the burning of imported oil through increased utilization of native fuels.

Planning for the expansion and strengthening of the provincial transmission system continued during the year. The ongoing expansion of the 345,000 volt transmission system will eventually link new generating facilities to vital load centres and further strengthen interconnections with Quebec and Nova Scotia. With some expansion, this extra high voltage grid system will serve New Brunswick well into the next century.

G. W. N. COCKBURN, Q.C.
Chairman

A. J. O'CONNOR
General Manager

The New Brunswick Electric Power Commission



SYSTEM MAP

LEGEND

- 345 kV
- 345 kV (Under construction)
- 230 kV
- 138 kV
- 138 kV (Operating at 69 kV)
- In Service
- Under Construction
- HVDC Converter station
- Interconnections

GENERATING STATION DATA

	No. of Units	Name Plate Capacity kW
HYDRO		
Tobique	2	20,000
Beechwood	3	115,000
Milltown	7	3,900
Grand Falls	4	63,000
Sisson	1	10,000
Mactaquac	4	400,000
TOTAL HYDRO	21	611,900
STEAM		
Grand Lake 1	2	13,750
Grand Lake 2	4	85,000
Chatham	2	32,500
Courtenay Bay	4	263,365
Dalhousie	1	100,000
Coleson Cove	3	1,005,000
TOTAL STEAM	16	1,499,615
GAS TURBINE		
Moncton	1	25,000
TOTAL GAS TURBINE	1	25,000
DIESEL		
Grand Manan	5	3,811
TOTAL DIESEL	5	3,811
GRAND TOTAL	43	2,140,326

THE NEW BRUNSWICK ELECTRIC POWER COMMISSION

T.M.

The New Brunswick Electric Power Commission salutes the 100th Anniversary of the invention of the incandescent light bulb by Thomas Edison achieved on October 21, 1879.

ISSN 0382-2974

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

RAPPORT ANNUEL 1979

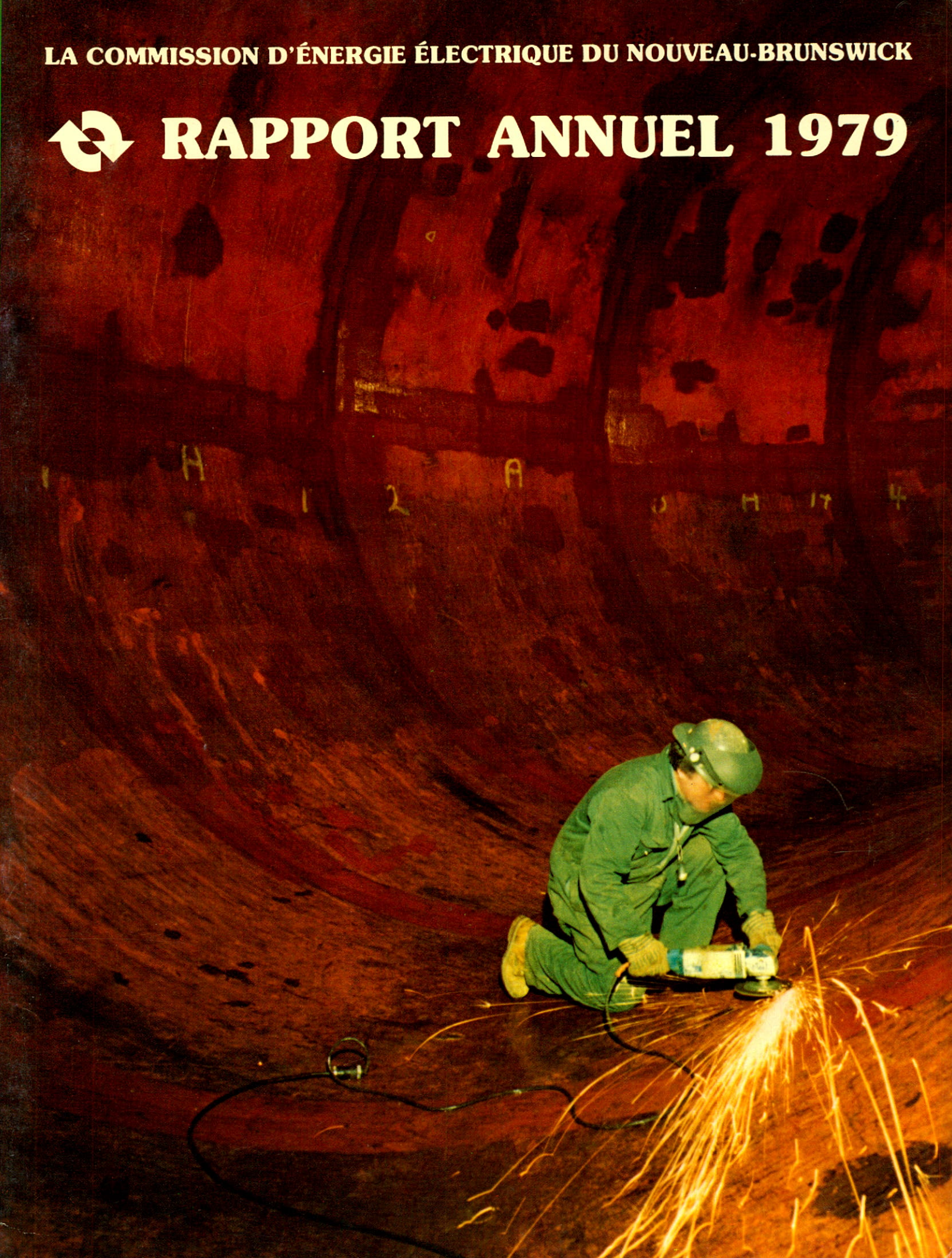


TABLE DES MATIÈRES

Commentaires du président 2

Les gens au travail 3

Exploitation 4

Service aux abonnés 5

Bilan de la production et des ventes 6

Etats financiers 7

Recherche et développement 19

Finances 20

Accroissement des immobilisations 22

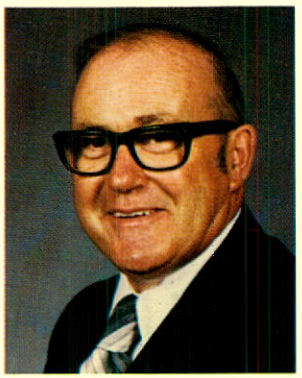
Planification 24

La couverture: *Un des ouvriers de la centrale de Mactaquac termine une série de soudures dans la bâche spirale du groupe n° 5.*

ORGANIGRAMME

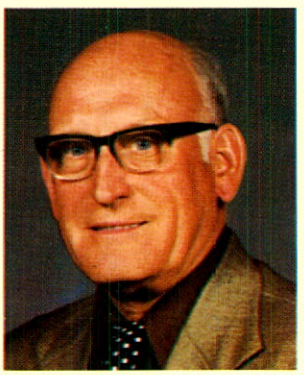
Louis E. Landry

Jean C. Chiasson



Hugh Morris

Mme Owen Smith



Wilson Weldon

La Commission

L'hon. G. W. N. Cockburn, C.R., président
Louis E. Landry, vice-président
Jean C. Chiasson, commissaire
Hugh Morris, commissaire
Mme Owen Smith, commissaire
Wilson Weldon, commissaire
P. J. Burns, secrétaire de la Commission

A. J. O'Connor, directeur général
L. D. Corbett, adjoint au directeur général
G. H. D. Ganong, directeur, Génie & Construction
F. C. MacLoon, directeur, Aménagement & Exploitation des réseaux
B. J. MacMillan, directeur, Approvisionnement & Services
H. V. McIntyre, directeur, Personnel & Relations de travail
R. A. Toner, directeur, Distribution & Service commercial
R. D. Brown, trésorier

Déroulage du conducteur pour la section de 144 kilomètres (89.5 milles) de la ligne de transport à 345,000 volts entre Saint-André et Eel River.

le 22 juin 1979

A Son Honneur H. J. Robichaud
Lieutenant-gouverneur du
Nouveau-Brunswick

Plaise à Votre Honneur,

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick a l'honneur de vous présenter, conformément à la Loi sur l'énergie électrique, chapitre E-5 des Lois révisées du Nouveau-Brunswick de 1973, le rapport suivant pour la période de douze mois se terminant le 31 mars 1979.

Respectueusement soumis,

G. W. N. Cockburn, C.R., président
La Commission d'énergie électrique
du Nouveau-Brunswick

HOWARD ROSS LIBRARY
OF MANAGEMENT
SEP 1 1981
McGILL UNIVERSITY

COMMENTAIRES DU PRÉSIDENT

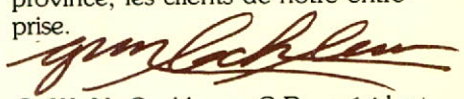
La sécurité d'approvisionnement énergétique est devenue l'une des plus importantes questions économiques des pays industrialisés du monde. Les problèmes d'approvisionnement et de fixation des prix des combustibles fossiles ainsi qu'une plus grande réalisation de leur disponibilité de plus en plus restreinte ont mené à une meilleure appréciation des problèmes énergétiques qu'il faudra envisager à l'avenir. Au cours de l'année financière qui vient de se terminer, la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick a continué de jouer un rôle particulièrement utile et appréciable dans la croissance économique de la province, grâce à ses efforts pour assurer la sécurité de l'approvisionnement futur en énergie électrique de ses abonnés.

Au cours des dernières années, on s'est rendu compte que le public est arrivé à une meilleure compréhension de la nécessité de mettre en valeur des nouvelles sources canadiennes d'énergie afin de contrebalancer les importants déficits de la balance des paiements pour le pétrole importé de plus en plus coûteux. L'énergie nucléaire provenant des ressources canadiennes d'uranium constitue l'un des choix réalistes. On a demontré la sécurité et l'excellente fiabilité de la filière CANDU (pour CANada Deutérium Uranium), qui fournit actuellement plus de 30% des besoins en électricité de l'Ontario. La centrale de Pointe-Lepreau est de conception semblable aux centrales nucléaires de l'Hydro-Ontario et elle pourra fournir une part semblable de l'approvisionnement en électricité du Nouveau-Brunswick lorsqu'elle sera mise en service commercial.

Bien que le Nouveau-Brunswick possède des ressources en combustibles relativement faibles et des ressources hydro-électriques plutôt limitées, votre entreprise provinciale d'électricité a réussi, au moyen d'une planification judicieuse, à augmenter ses approvisionnements d'énergie électrique en reliant complètement son réseau à celui de ses voisins afin de pouvoir s'entraider et de pouvoir vendre et acheter l'énergie d'une façon avantageuse. L'ampleur de ces transactions et leurs résultats financiers sont très importants pour les activités de la Commission.

La hausse des prix de la main-d'oeuvre et des articles consomptibles a continué de faire monter les dépenses, augmentant ainsi les coûts unitaires de notre produit. Toutefois, les révisions prudentes des tarifs d'une part et l'effet des réglementations, des restrictions et de la productivité améliorée d'autre part ont donné un bilan de fin d'année très satisfaisant.

Les résultats d'exploitation de cette année ont été obtenus grâce à la collaboration des membres de la Commission, de la direction et du personnel. Je voudrais faire l'éloge de leurs efforts auprès des gens de la province, les clients de notre entreprise.



G. W. N. Cockburn, C.R., président
La Commission d'énergie électricique
du Nouveau-Brunswick

Dana Ellison a joué un rôle dominant dans l'établissement du musée du Club 25 Ans situé dans le vestibule de la centrale de Mactaquac.

LES GENS AU TRAVAIL

Les négociations avec trois groupes syndicaux se sont terminés favorablement au cours de cet exercice financier.

A la suite de négociations prolongées qui ont commencé au mois de novembre 1976, une convention collective de trois ans avec la section locale 1733 (groupe des préposés à l'exploitation non-surveillants) de la Fraternité internationale des ouvriers en électricité a été conclue au mois de juin 1978. Cette entente rétroactive se rapporte à la période du 1er janvier 1977 au 31 décembre 1979. En juillet 1978, une entente rétroactive de deux ans a été conclue avec la section locale 2309 (groupe des techniciens non-surveillants) de la F.I.O.E., se rapportant à la période du 1er janvier 1978 au 31 décembre 1979. Les négociations pour la première convention collective avec la plus récente unité de négociation de la Commission, la section locale 2309 (groupe des employés de soutien administratif) de la F.I.O.E., se sont aussi terminés de façon satisfaisante au mois de juillet 1978, pour une période de deux ans s'étendant du 1er juillet 1978 au 30 juin 1980.

Au cours de l'année, des nouveaux programmes d'hygiène et de sécurité du travail ont été mis en vigueur et plusieurs des programmes existants de la Commission ont été améliorés afin d'assurer des meilleures conditions de travail pour les employés et une utilisation plus efficace des ressources en main-d'oeuvre.

La participation du personnel aux divers programmes de formation et de perfectionnement offerts par la Commission s'est continuée d'une façon intense. En tout, plus de 1,000 employés ont participé aux cours qui ont été conçus afin d'améliorer la compétence et le rendement des employés.

Le groupe d'exploitation nucléaire a continué d'accorder une grande importance au recrutement et à la formation du personnel. A la fin de l'année, le personnel s'élevait à 119, environ la moitié du nombre requis afin d'exploiter la centrale de Pointe-Lepreau; de ces 119 employés, 80 sont originaires du Nouveau-Brunswick. Les principaux membres du groupe d'exploitation ont été choisis en mettant l'emphase sur leur compétence et leur expérience précédente dans le domaine nucléaire afin d'assurer l'exploitation sans danger de la centrale.

Au 31 mars 1979, le nombre des employés permanents et temporaires de la Commission s'élevait à 2,629, une diminution de 51 par rapport à l'année précédente.

Opérateur du centre de répartition au pupitre de commande.

EXPLOITATION

Pendant l'année financière qui vient de se terminer, le réseau a dû répondre à des nouvelles pointes sans précédent de la demande. La puissance appelée du réseau de la Commission a enregistré une pointe brute de 2,050,400 de kilowatts le 16 janvier 1979 alors qu'une pointe nette de 1,433,790 de kilowatts est survenue le 12 février 1979, soit une augmentation de 8.4% par rapport à l'année précédente. Pendant le même mois, pour la première fois dans l'histoire de la Commission, la consommation journalière d'électricité à l'intérieur de la province a dépassé 30,000,000 de kilowattheures.

Le volume global de la production et des achats d'énergie, s'élevant à 11,184,280,721 de kilowattheures, a baissé de 2.1% par rapport à l'année précédente. Cette diminution résulta d'une réduction des ventes d'énergie aux entreprises avoisinantes par l'entremise des interconnexions à la suite de l'arrêt obligatoire de groupes thermiques des centrales de Coleson Cove et de Grand Lake.

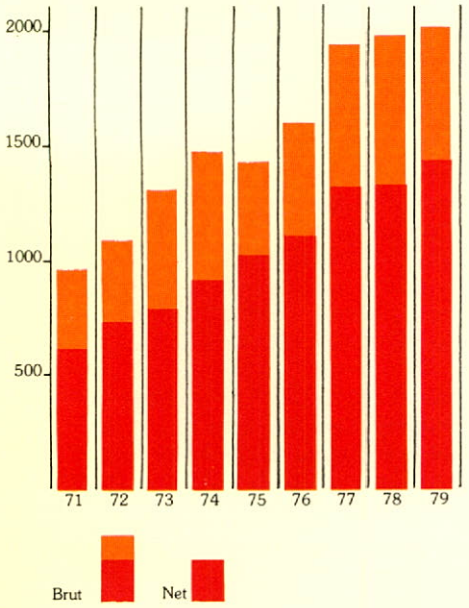
Les débits exceptionnellement faibles des cours d'eau pendant l'été et le début de l'hiver de 1978 ont considérablement diminué la production hydraulique pour l'année. La production hydraulique s'est élevée à 2,038,093,900 de kilowattheures, une diminution de 31% par rapport à la production de l'exercice financier précédent. A la fin de l'année, la production hydraulique comptait pour 18.2% de l'approvisionnement total du réseau. La production thermique pour l'année s'élevait à 5,512,710,000 de kilowattheures, une augmentation de 15.5%. Cette hausse considérable de l'énergie thermique reflétait le niveau élevé de production que les groupes thermiques ont dû fournir pendant les quelques mois de faible production hydro-électrique.

Les achats d'énergie pour l'année ont atteint 3,619,355,621 de kilowattheures, presque le même montant au cours des trois dernières années. L'Hydro-Québec a fourni 97.6% de cette énergie, qui a été reçue sur une base interruptible.

Une importante augmentation de la capacité des interconnexions avec la Nova Scotia Power Corporation a été achevée le 14 mars 1979 lorsque la tension de fonctionnement de la troisième ligne de transport reliant les deux provinces est passée de 138,000 à 345,000 volts. L'exploitation de cette interconnexion à la tension prévue lors de la conception originale permettra au Nouveau-Brunswick et à la Nouvelle-Ecosse d'échanger jusqu'à 400,000 kilowatts d'énergie, plus que le double de la capacité précédente de transfert.

Un nouvel appareil mobile de lavage des lignes sous tension pouvant être utilisé sur les installations exploitées à des tensions atteignant jusqu'à 345,000 volts a été mis en service au cours de l'année. Cet appareil utilise un jet d'eau à haute pression afin d'enlever les impuretés tels que le sel et les contaminants industriels des installations de transport et des postes, empêchant ainsi les jaillissements d'étincelles et les interruptions possibles de service.

PUISSANCE APPELÉE DU RÉSEAU
(en milliers de kilowatts)



Aire de réception des abonnés dans le bureau chauffé par l'énergie solaire du district de Shédiac.

SERVICE AUX ABONNÉS

Les ventes d'énergie à toutes les catégories d'abonnés ont augmenté pendant l'année. Le total des ventes de kilowattheures à l'intérieur de la province a augmenté de 5.4% ou 367,375,023 de kilowattheures par rapport à l'exercice précédent. La consommation d'énergie par les abonnés d'usage général accusait le taux d'augmentation le plus élevé, soit 8.9%. La consommation des abonnés domestiques et industriels a augmenté de 5.5% et de 4.8% respectivement.

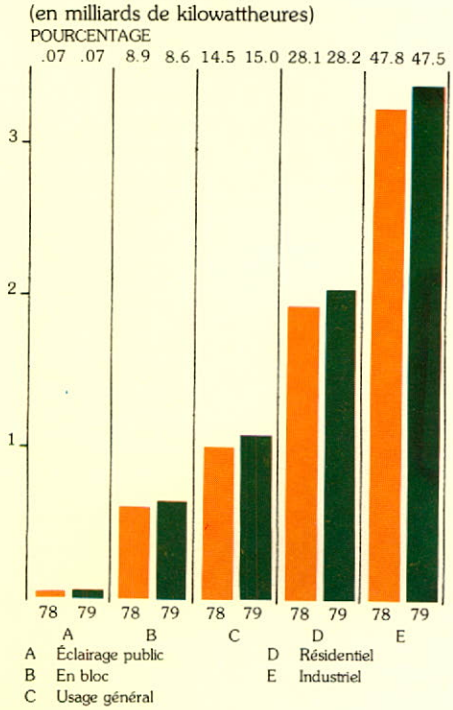
Au cours de l'année, un total de 5,162 nouveaux abonnements domestiques et de 666 abonnements d'usage général ont été ajoutés au réseau, reflétant des taux respectifs de croissance de 2.7% et de 4.4%. A la fin de l'année, la croissance globale des comptes d'abonnés était de 2.8%, augmentant le nombre global des abonnés desservis par le réseau à 216,433.

Au 31 mars 1979, le nombre des demeures utilisant le chauffage à l'électricité s'élevait à 34,850*, une augmentation de 8.9% par rapport à la même période l'année dernière.

Le programme d'emprunt pour les économies domestiques d'énergie au Nouveau-Brunswick, qui est administré par la Commission, a continué d'être accueilli très favorablement par le grand public. A la fin de l'année, plus de $2.7 millions de prêts à des taux réduits d'intérêt, fournis par le gouvernement provincial, avaient été approuvés depuis que le programme a été mis en vigueur au mois d'octobre 1977.

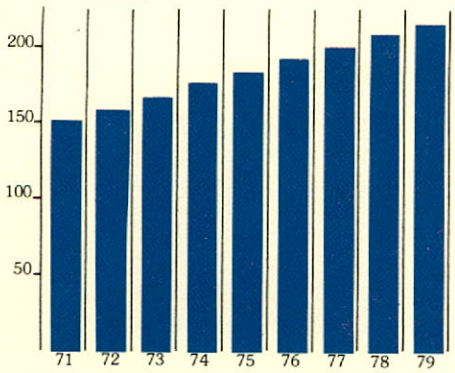
VENTES À L'INTÉRIEUR DE LA PROVINCE

(en milliards de kilowattheures)



NOMBRE D'ABONNÉS

(en milliers)



* Le montant du rapport annuel au 31 mars 1978 était 28,500. Ce montant a été rajusté à 32,000 après avoir reçu des sondages plus récents.

BILAN DE LA PRODUCTION ET DES VENTES

POUR L'ANNÉE FINANCIÈRE TERMINÉE LE 31 MARS 1979

	1979 kilowattheures	1978 kilowattheures	Différence en kilowattheures	%
PRODUCTION				
Hydraulique	**2,038,093,900**	2,953,723,300	− 915,629,400	− 31.00
Thermique	**5,512,710,000**	4,771,120,000	+ 741,590,000	+ 15.54
Diesel	**14,121,200**	12,788,920	+ 1,332,280	+ 10.42
Achats	**3,619,355,621**	3,685,594,845	− 66,239,224	− 1.80
Production brute et achats	**11,184,280,721**	11,423,227,065	− 238,946,344	− 2.09
Service des centrales	**436,829,915**	443,868,926	− 7,039,011	− 1.59
Production nette et achats	**10,747,450,806**	10,979,358,139	− 231,907,333	− 2.11
Pertes — transformation et transport	**631,741,773**	592,422,516	+ 39,319,257	+ 6.64
Pertes — % de la production nette et achats	**5.9%**	5.4%		
Total de l'énergie distribuée	**10,115,709,033**	10,386,935,623	− 271,226,590	− 2.61
VENTES				
En bloc	**614,158,621**	599,728,619	+ 14,430,002	+ 2.41
Service industriel	**3,389,776,111**	3,232,935,360	+ 156,840,751	+ 4.85
Service général (15,842)	**1,072,372,604**	984,490,667	+ 87,881,937	+ 8.93
Service domestique (197,387)	**2,010,716,406**	1,905,348,538	+ 105,367,868	+ 5.53
Eclairage des rues	**47,256,240**	44,401,775	+ 2,854,465	+ 6.43
kWh par abonnement domestique	**10,187**	9,912	+ 275	+ 2.77
Revenu moyen par kWh domestique (à l'exclusion du rajustement-combustible)	**3.66¢ Brut 3.62¢ Net**	3.03¢ Brut 2.80¢ Net		
TOTAL DES VENTES À L'INTERIEUR DE LA PROVINCE	**7,134,279,982**	6,766,904,959	+ 367,375,023	+ 5.43
Interconnexions	**2,837,004,600**	3,436,233,400	− 599,228,800	− 17.44
TOTAL GÉNÉRAL DES VENTES	**9,971,284,582**	10,203,138,359	− 231,853,777	− 2.27
Consommation interne	**437,210,240**	444,238,146	− 7,027,906	− 1.58
PERTES TOTALES	**775,785,899**	775,850,560	− 64,661	− 0.01
PRODUCTION BRUTE ET ACHATS	**11,184,280,721**	11,423,227,065	− 238,946,344	− 2.09

ÉTAT DES STATISTIQUES (EXPLOITATION ET MATÉRIELLES)

	31 mars 1969	31 mars 1971	31 mars 1974	31 mars 1978	**31 mars 1979**
Puissance installée (en kW)	928,461	1,032,286	1,151,326	2,140,326	**2,140,326**
Production brute - Achats - en kWh	3,856,535,510	4,747,813,599	8,214,704,599	11,423,227,065	**11,184,280,721**
Total de l'énergie distribuée	3,481,938,320	4,378,370,155	7,526,291,245	10,386,935,623	**10,115,709,033**
Revenu global	$ 45,023,257	$ 55,101,439	$ 94,356,286	$ 276,061,367	**$ 322,503,472**
Total des dépenses et des affectations	$ 44,535,275	$ 54,545,893	$ 91,855,805	$ 272,912,112	**$ 315,936,816**
Immobilisations, y compris les travaux en cours	$ 372,542,866	$ 405,122,275	$ 550,039,208	$ 1,361,571,470	**$ 1,691,082,393**
Actif à court terme	$ 24,761,109	$ 25,400,492	$ 40,054,510	$ 230,879,940	**$ 299,164,804**
Passif à court terme	$ 22,829,687	$ 20,206,936	$ 38,851,061	$ 117,929,206	**$ 161,606,041**
Stocks	$ 2,254,310	$ 2,841,733	$ 6,649,480	$ 24,617,058	**$ 27,186,334**
Montant net de la dette à long terme	$ 292,314,836	$ 304,767,394	$ 415,845,386	$ 1,228,507,691	**$ 1,551,736,716**
Actif du fonds d'amortissement	$ 20,982,534	$ 21,626,246	$ 30,578,855	$ 46,006,501	**$ 56,746,569**
Amortissement accumulé	$ 62,226,483	$ 78,549,329	$ 107,707,569	$ 177,925,521	**$ 205,025,401**
Autres réserves et bénéfices conservés dans l'entreprise	$ 27,026,510	$ 33,836,586	$ 45,247,054	$ 92,354,057	**$ 99,866,451**
Réserves, bénéfices conservés dans l'entreprise et amortissement accumulé	$ 89,252,993	$ 112,385,915	$ 152,954,623	$ 270,279,578	**$ 304,891,852**
Total des réserves et des bénéfices — pourcentage des immobilisations	23.9%	27.7%	27.8%	19.8%	**18.0%**
Milles de circuits des lignes de transp.	2,485	2,601	2,862	3,327	**3,415**
Milles de circuits de distribution	8,765	8,872	10,700	12,178	**12,712**
Nombre d'abonnements domestiques	126,793	138,213	161,818	192,225	**197,387**
Nombre d'abonnements industriels	638	786	909	1,124	**1,227**
Nombre d'abonnements généraux	11,480	11,495	12,406	15,176	**15,842**
No d'abonnements à l'éclairage des rues	1,276	1,495	1,688	1,942	**1,977**

ÉTATS FINANCIERS

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

BILAN

AU 31 MARS 1979

ACTIF

	1979		1978	
IMMOBILISATIONS				
Terrains, bâtiments, outillage et matériel, au prix coûtant, moins amortissement accumulé (note 2)		**$1,486,056,992**		$1,183,645,949
ACTIF À COURT TERME				
Encaisse et placements à court terme	**$217,943,609**		$167,869,958	
Débiteurs	**53,917,362**		38,110,742	
Matériaux, fournitures et combustibles, au prix coûtant	**27,186,334**		24,617,058	
Frais payés d'avance	**117,499**		282,182	
		299,164,804		230,879,940
FRAIS REPORTÉS				
Escompte et frais d'émission de débentures et de billets moins montants amortis	**20,172,538**		16,800,090	
Frais d'arpentage, de génie et de perfectionnement relatifs à l'expansion des installations	**1,171,345**		1,049,481	
Autres frais	**172,535**		169,704	
		21,516,418		18,019,275
FONDS DÉTENUS POUR DES FINS PARTICULIÈRES				
Fonds d'assurance		**7,500,000**		7,274,796
		$1,814,238,214		$1,439,819,960

AU NOM DE LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK,

G. W. N. COCKBURN, C.R., président du conseil

LOUIS E. LANDRY, vice-président du conseil

PASSIF

	1979		1978	
DETTE À LONG TERME (note 3)				
Garantie par la province du Nouveau-Brunswick				
Débentures et billets émis par la Commission		**$1,227,594,101**		$1,018,102,026
Billets à payer à Énergie atomique du Canada Limitée		**270,346,520**		151,093,167
Emprunts de la Commission d'énergie du Nord canadien		**53,987,521**		55,151,732
Emprunts de la province du Nouveau-Brunswick		**4,555,658**		5,464,726
Autre dette à long terme		**12,022,888**		8,650,000
		1,568,506,688		1,238,461,651
Moins: Remboursements non capitalisés échéant à moins d'un an		**16,769,972**		9,953,960
		1,551,736,716		1,228,507,691
PASSIF À COURT TERME				
Emprunts et avances bancaires	**$22,677,681**		$12,749,832	
Créditeurs et frais courus	**70,027,148**		54,073,265	
Intérêt couru sur les débentures émises par la Commission	**37,198,829**		30,563,251	
Province du Nouveau-Brunswick — intérêt couru	**50,167**		57,244	
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	**17,625,515**		10,485,965	
Retenues sur contrats en cours	**13,713,620**		9,798,071	
Dépôts pour service	**313,081**		201,578	
		161,606,041		117,929,206
PASSIF REPORTÉ				
Avances des abonnés pour aide à la construction		**1,029,006**		1,029,006
RÉSERVES (note 4)		**39,132,134**		38,186,396
BÉNÉFICES CONSERVÉS DANS L'ENTREPRISE		**60,734,317**		54,167,661
		$1,814,238,214		$1,439,819,960

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

ÉTAT DES RÉSULTATS

DE L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 MARS 1979

	1979		1978	
REVENUS				
Ventes d'énergie	**$316,685,241**		$271,158,218	
Ventes de vapeur	**3,422,254**		2,971,337	
Autres revenus	**2,395,977**		1,931,812	
		$322,503,472		$276,061,367
DÉPENSES				
Achats d'énergie	**50,126,485**		34,509,309	
Frais d'exploitation et d'entretien				
Production	**137,957,497**		104,509,211	
Transport	**3,197,612**		3,127,137	
Distribution	**13,487,071**		12,822,242	
	204,768,665		154,967,899	
Frais d'administration, de perception, de taxes non réparties, et autres frais généraux, moins montants capitalisés	**26,107,407**		22,591,641	
		230,876,072		177,559,540
		91,627,400		98,501,827
Intérêt, change et amortissement de l'escompte et des frais d'émission de débentures	**131,134,354**		98,462,949	
Moins: Revenu des fonds d'amortissement et des autres placements (note 3)	**23,525,768**		12,383,133	
Intérêt capitalisé	**50,805,443**		28,104,902	
	74,331,211		40,488,035	
		56,803,143		57,974,914
		34,824,257		40,526,913
Provision pour amortissement des bâtiments, outillage et matériel		**27,311,863**		25,848,664
Bénéfice net de l'exercice avant le redressement pour la normalisation des conditions hydrauliques		**7,512,394**		14,678,249
Redressement visant à normaliser les coûts de production variant selon les débits d'eau (note 4)		**(9,279,466)**		9,908,300
Bénéfice net de l'exercice		**$ 16,791,860**		$ 4,769,949

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

ÉTAT DES BÉNÉFICES CONSERVÉS DANS L'ENTREPRISE

DE L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 MARS 1979

	1979		1978	
Solde au début de l'exercice		**$54,167,661**		$51,018,406
Bénéfice net de l'exercice		**16,791,860**		4,769,949
		70,959,521		55,788,355
Moins virements aux réserves pour				
Normalisation des conditions hydrauliques	**$10,000,000**		$1,000,000	
Assurance	**225,204**		620,694	
		10,225,204		1,620,694
Solde à la fin de l'exercice		**$60,734,317**		$54,167,661

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

ÉTAT DE L'ÉVOLUTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE

DE L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 MARS 1979

	1979	1978
PROVENANCE DES FONDS		
Exploitation		
Bénéfice net de l'exercice	**$ 16,791,860**	$ 4,769,949
Montants imputés à l'exploitation mais ne requérant pas de sortie de fonds		
Provision pour amortissement des bâtiments, outillage et matériel	**27,427,188**	26,007,529
Amortissement des véhicules	**1,984,189**	1,794,528
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission de débentures	**1,427,478**	954,544
Gain sur aliénation d'immobilisations	**(115,325)**	(158,865)
Perte sur change à l'égard de la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	**855,543**	532,005
Redressement visant à normaliser les coûts de production variant selon les fluctuations dans les débits d'eau	**(9,279,466)**	9,908,300
Frais d'arpentage, de génie et de développement radiés	**2,473,957**	173,352
	41,565,424	43,981,342
Produit de l'émission de débentures et de billets moins escompte et frais	**219,987,574**	222,613,736
Emprunts de Énergie atomique du Canada Limitée	**119,253,353**	71,112,540
Produit de l'échéance du fonds des installations HTCC	**—**	20,086,000
Contributions pour aide à la construction	**875,070**	2,219,895
Autres emprunts	**3,372,888**	9,266,378
Produit de la vente de biens	**272,222**	483,102
	$385,326,531	$369,762,993
UTILISATION DES FONDS		
Dépenses en immobilisations	**$335,154,992**	$277,664,176
Rachat de débentures de la Commission (déduction faite des contributions aux fonds d'amortissement)	**3,686,430**	3,196,500
Dépôts dans les fonds d'amortissement	**13,050,068**	10,363,734
Remboursement de l'emprunt de la compagnie Générale Électrique du Canada Ltée	**—**	29,688,000
Réduction de l'emprunt de la Commission d'énergie du Nord canadien	**1,164,211**	1,100,691
Augmentation (diminution) des frais d'arpentage, de génie et de perfectionnement reportés	**295,216**	(432,232)
Augmentation des autres frais reportés	**2,831**	43,463
Augmentation du fonds des installations HTCC	**—**	2,736,499
Augmentation du fonds d'assurance	**225,204**	620,694
Augmentation du fonds de roulement compte non tenu des changements à l'égard de la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	**31,747,579**	44,781,468
	$385,326,531	$369,762,993

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

NOTES COMPLÉMENTAIRES

AU 31 MARS 1979

1. Énoncé des principales conventions comptables

Les états financiers ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus, tel qu'ils sont établis au Canada.

a) Immobilisations — acquisitions et aliénations

Le prix coûtant des nouvelles immobilisations comprend le coût d'origine des services contractés, la main-d'oeuvre et les matières directes, les intérêts sur les fonds utilisés durant la construction et les frais indirects d'administration et autres frais. Les frais d'administration et autres frais sont capitalisés durant la construction en affectant une partie des frais généraux de cette nature aux coûts directs de construction engagés chaque mois.

L'intérêt engagé durant la construction est capitalisé mensuellement aux coûts d'intérêt des emprunts à long terme affectés à la construction des installations.

Les frais de réparations et d'entretien sont imputés aux résultats tandis que le coût des améliorations est capitalisé. Quant aux biens remplacés ou renouvelés, leur coût d'origine, accru des frais d'enlèvement et diminué de la valeur de récupération et de l'amortissement accumulé, est débité ou crédité aux frais d'amortissement dans l'état des résultats.

Les contributions pour aide à la construction, qui incluent les subventions du gouvernement à l'égard de nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des installations financées de cette façon. Les montants reçus des clients sont amortis sur la durée estimative de service des biens en question et le crédit qui en résulte est porté en diminution de la provision pour amortissement correspondante.

La Commission calcule l'amortissement selon la méthode linéaire à des taux devant amortir le prix coûtant des immobilisations, déduction faite de la valeur de récupération estimative, sur leur durée probable d'utilisation. L'amortissement est calculé sur le prix coûtant net des immobilisations qui ont fait l'objet de subventions du gouvernement. La durée probable d'utilisation de chacune des principales catégories d'immobilisations est la suivante:

Biens	Années
Centrales hydrauliques	68
Centrales thermiques	30
Centrale de production par turbines à gaz	25
Centrale Diesel	20
Postes d'arrivée et sous-centrales	30
Réseau de transport	40
Réseau de distribution	28
Bâtiments	40

b) Stocks

Les stocks de matières et de fournitures sont évalués au prix coûtant moyen. Les combustibles sont évalués au prix coûtant selon la méthode de l'épuisement successif.

c) Escompte et frais d'émission de débentures et de billets

La Commission amortit les escomptes ou primes sur débentures et billets ainsi que les frais d'émission sur la durée de chacune des émissions.

d) Frais d'arpentage, de génie et de perfectionnement relatifs à l'expansion des installations

Les frais d'arpentage et de génie relatifs aux projets de construction éventuelle sont reportés jusqu'à ce que la Commission autorise la construction. Ces frais ainsi que certains frais de perfectionnement sont alors amortis contre les revenus futurs soit directement, soit par des imputations annuelles au titre de l'amortissement de certains des éléments capitalisés. Lorsqu'un projet est abandonné, tous les frais s'y rapportant sont imputés aux résultats de l'exercice.

e) Opérations de change

Les débentures et les billets émis par la Commission en dollars des États-Unis sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la date d'émission. Les écarts de change qui en résultent sont portés dans le compte Prime de change à la date d'émission, compte qui est compris dans le poste de la dette à long terme figurant au bilan. La dette à long terme, remboursable en francs suisses, figure en dollars canadiens au bilan et est convertie au taux en vigueur au moment où la dette est engagée. Les emprunts de la province du Nouveau-Brunswick, remboursables en dollars des États-Unis, apparaissent en dollars canadiens au bilan et sont convertis selon la convention voulant que $1 des États-Unis égale $1 canadien. Lorsque les paiements de la dette à long terme sont exigibles à moins d'un an, la différence entre la valeur comptabilisée de la dette et la valeur équivalente convertie au taux en vigueur à la fin de l'exercice financier, est portée aux gains ou pertes sur change dans les résultats de la Commission. Lorsque les débentures, billets ou emprunts viennent à échéance ou sont rachetés, les gains ou les pertes réels établis à ce moment, redressés pour tenir compte des montants comptabilisés antérieurement, sont imputés aux résultats de la Commission.

Les gains ou les pertes sur change provenant d'opérations qui influent sur l'exploitation courante sont imputés aux résultats au moment où ils surviennent.

f) Revenus

Les factures aux abonnés de services domestiques et généraux sont envoyées mensuellement de façon cyclique. Tous les autres abonnés sont facturés à la fin de chaque mois. La Commission ne comptabilise pas les revenus courus afférents à des éléments non facturés à la fin de toute période financière.

2. Immobilisations (au prix coûtant)

	1979	1978
Terrains, bâtiments, outillage et matériel		
Centrales de production d'énergie	**$ 541,574,807**	$ 538,152,742
Réseau de transport	**109,087,563**	92,791,577
Sous-centrales	**140,630,997**	125,924,958
Réseau de distribution	**160,097,619**	144,246,226
Autres propriétés	**8,759,726**	7,793,047
Matériel de communication	**3,402,002**	2,086,235
Véhicules automobiles et matériel divers	**17,165,628**	16,638,655
	980,718,342	927,633,440
Construction en cours	**738,329,133**	461,028,041
	1,719,047,475	1,388,661,481
Moins contributions pour aide à la construction	**27,965,082**	27,090,011
	1,691,082,393	1,361,571,470
Moins amortissement accumulé	**205,025,401**	177,925,521
	$1,486,056,992	$1,183,645,949

3. Dette à long terme
Débentures et billets émis par la Commission

Échéance	Intérêt %	1979	1978	Références
REMBOURSABLES EN DOLLARS CANADIENS				
1981 15 mai	9	**$ 20,000,000**	$ 20,000,000	(a)
1987 15 mars	5 1/2	**2,650,000**	2,650,000	(b)
1988 1 novembre	5 1/2	**2,000,000**	2,000,000	(b)
1989 15 octobre	8 1/2	**228,000**	228,000	(b)
1990 1 août	9	**293,000**	293,000	(b)
1991 1 juillet	5 3/4	**5,000,000**	5,000,000	(c)
1992 15 mars	5 1/2	**7,350,000**	7,350,000	(c)
1993 1 novembre	5 1/2	**6,000,000**	6,000,000	(c)
1994 15 juin	5 1/2	**10,000,000**	10,000,000	(c)
1994 31 décembre	5 1/2	**3,790,000**	3,790,000	(c)
1995 1 mai	6 1/4	**15,000,000**	15,000,000	(d)
1995 15 mai	10 3/8	**20,000,000**	20,000,000	(e)
1995 15 octobre	5 3/4	**7,500,000**	7,500,000	(c)
1996 1 janvier	6	**13,800,000**	13,800,000	(c)
1996 1 mars	6	**4,000,000**	4,000,000	(c)
1996 1 octobre	6 1/2	**6,100,000**	6,100,000	(c)
1996 15 novembre	7 7/8	**20,000,000**	20,000,000	(f)
1997 15 octobre	8 3/8	**20,000,000**	20,000,000	(f)
1998 15 novembre	8 1/2	**25,000,000**	25,000,000	(f)
1999 1 octobre	11	**25,000,000**	25,000,000	(b) (g)
1999 31 décembre	5 1/2	**8,210,000**	8,210,000	(c)
2000 1 mars	10	**50,000,000**	50,000,000	(h)
2003 21 décembre	10 1/4	**75,000,000**	—	(d)
		346,921,000	271,921,000	
REMBOURSABLES EN FRANCS SUISSES				
1985 20 avril	4 1/4	**60,815,000****	—	(a)
1991 28 septembre	6	**31,328,000***	31,328,000*	(i)
1992 30 août	5 1/4	**36,008,000***	36,008,000*	(i)
1993 30 mars	3 3/4	**57,113,000****	57,113,000**	(i)
		185,264,000	124,449,000	

* de 80,000,000 de francs suisses chacun
** de 100,000,000 de francs suisses chacun

Échéance		Intérêt %	1979	1978	Références
REMBOURSABLES EN DOLLARS DES ÉTATS-UNIS					
1983	15 janvier	9	**$ 34,000,000**	$ 36,000,000	(j)
1986	2 janvier	5 1/4	**5,733,000**	6,529,000	(k)
1986	1 novembre	5 1/4	**2,676,000**	2,987,000	(k)
1987	1 septembre	5 1/4	**4,196,000**	4,609,000	(l)
1990	15 avril	5	**11,248,000**	11,801,000	(m)
1991	1 mai	5 1/2	**12,104,000**	12,587,000	(n)
1991	15 novembre	6	**17,500,000**	17,500,000	(c)
1992	15 octobre	6 1/2	**15,000,000**	15,000,000	(c)
1993	15 février	6 7/8	**15,000,000**	15,000,000	(c)
1994	1 février	7 3/4	**10,000,000**	10,000,000	(c)
1994	1 mars	9 3/4	**75,000,000**	—	(o)
1995	1 octobre	10 1/2	**75,000,000**	75,000,000	(p)
1997	15 février	9	**100,000,000**	100,000,000	(q)
1998	1 avril	7 7/8	**45,000,000**	45,000,000	(r)
2001	1 mai	9 3/8	**100,000,000**	100,000,000	(s)
2004	1 avril	8 3/4	**50,000,000**	50,000,000	(c)
2005	15 janvier	10	**75,000,000**	75,000,000	(c)
2007	1 août	8 3/4	**75,000,000**	75,000,000	(c)
			722,457,000	652,013,000	
Prime sur change à la date d'émission			**28,654,328**	14,800,253	
			751,111,328	666,813,253	
			1,283,296,328	1,063,183,253	
Moins actif du fonds d'amortissement détenu en fidéicommis par la province du Nouveau-Brunswick			**55,702,227**	45,081,227	
			$1,227,594,101	$1,018,102,026	

Références:

(a) À terme.

(b) Fonds d'amortissement investi calculé afin d'accumuler des fonds suffisants pour rembourser 80% à l'échéance.

(c) Fonds d'amortissement investi calculé afin d'accumuler des fonds suffisants pour rembourser la totalité de l'émission à l'échéance.

(d) Fonds d'amortissement investi calculé afin d'accumuler des fonds suffisants pour rembourser 90% à l'échéance.

(e) Fonds d'amortissement investi calculé afin d'accumuler des fonds suffisants pour rembourser 45% à l'échéance.

(f) Fonds d'amortissement investi calculé afin d'accumuler des fonds suffisants pour rembourser 85% à l'échéance.

(g) Au gré des détenteurs, la somme de $326 000 sera remboursée le 1er octobre 1979.

(h) Fonds d'amortissement investi calculé afin d'accumuler des fonds suffisants pour rembourser 68% à l'échéance.

(i) Fonds d'achat qui, s'il est totalement exercé, remboursera 50% de l'émission avant l'échéance.

(j) Paiements annuels calculés de façon à rembourser 30% de l'émission avant l'échéance.

(k) Paiements annuels croissants calculés de façon à rembourser environ 93% avant l'échéance.

(l) Paiements annuels croissants calculés de façon à rembourser environ 92% avant l'échéance.

(m) Paiements annuels croissants calculés de façon à rembourser environ 80% avant l'échéance.

(n) Paiements annuels croissants calculés de façon à rembourser environ 75% avant l'échéance.

(o) Paiements annuels calculés de façon à rembourser 41% de l'émission avant l'échéance.

(p) Fonds d'amortissement investi calculé afin d'accumuler des fonds suffisants pour rembourser 75% à l'échéance.

(q) Paiements annuels calculés de façon à rembourser 87 1/2% de l'émission avant l'échéance.

(r) Paiements annuels calculés de façon à rembourser environ 66 1/2% avant l'échéance.

(s) Fonds d'amortissement investi calculé afin d'accumuler des fonds suffisants pour rembourser 82% à l'échéance.

	1979	1978
Énergie atomique du Canada Limitée		
Billets à payer, ainsi que l'intérêt couru à des taux divers, remboursables par conversion en un billet de remplacement au plus tard le 1er avril 1983. Le taux d'intérêt du billet de remplacement correspondra à la moyenne pondérée des taux d'intérêt sur les billets remplacés. Le remboursement du billet de remplacement se fera en 25 annuités égales de capital et d'intérêt commençant un an après la date de mise en service de la centrale de Pointe-Lepreau ou un an après le 1er avril 1983, selon la première de ces deux dates	**$270,346,520**	$151,093,167

	1979	1978
Emprunts de la Commission d'énergie du Nord canadien		
Remboursables en des annuités de capital et d'intérêt à des taux variant entre 4 1/2% et 8 1/2% jusqu'en 2011	**$ 53,987,521**	$ 55,151,732
Emprunts de la province du Nouveau-Brunswick		
Pour lesquels la province a émis des débentures afin de fournir des fonds à la Commission (remboursables en dollars des États-Unis)	**$ 5,600,000**	$ 6,390,000
Moins l'actif du fonds d'amortissement détenu en fidéicommis par la province relativement à ces débentures	**1,044,342**	925,274
	$ 4,555,658	$ 5,464,726
Autre dette à long terme		
Ville de Grand-Sault — relativement à l'achat du réseau de distribution; remboursable à raison de $50,000 par année	**$ 50,000**	$ 100,000
Cité de Campbellton — relativement à l'achat du réseau de distribution, remboursable, ainsi que l'intérêt à 9 1/4% par année, en annuités égales jusqu'en 1993	**1,304,894**	1,350,000
Gouvernement du Canada — relativement à la construction de la ligne de transport de Coleson Cove à Salisbury; remboursable, ainsi que l'intérêt couru à des taux variant entre 9 1/4% et 9 5/8% par année, 50% le 1er avril 1981 et le reste en annuités égales de capital et d'intérêt jusqu'en 2011	**10,667,994**	7,200,000
	$12,022,888	$8,650,000

Remboursements de la dette à long terme

Les versements nets de la dette à long terme et les exigences relatives au fonds d'amortissement à l'égard de la dette impayée au 31 mars 1979, s'établissent de la façon suivante pour les cinq exercices se terminant le 31 mars 1984:

	Dollars canadiens	Dollars É.-U.	Francs suisses
Exercice se terminant le 31 mars 1980	$ 4,400,478	$11,395,000	FS —
Exercice se terminant le 31 mars 1981	4,593,869	15,843,000	—
Exercice se terminant le 31 mars 1982	32,945,628	18,279,000	4,000,000
Exercice se terminant le 31 mars 1983	9,380,361	52,723,000	13,000,000
Exercice se terminant le 31 mars 1984	11,281,718	26,430,000	13,000,000

Fonds d'amortissement

Les ministre des Finances de la province du Nouveau-Brunswick maintient, à titre de fiduciaire de la Commission, un fonds d'amortissement pour toutes les émissions de débentures exigeant un tel fonds. Les placements des fonds d'amortissement sont comptabilisés au prix coûtant et les revenus sont portés dans l'état des résultats de la Commission. Avant l'exercice financier en cours, le fiduciaire ne comptabilisait pas à titre de revenu l'intérêt couru sur les placements détenus à la fin de l'exercice. La comptabilisation de tels intérêts courus au **31 mars 1979** a augmenté les résultats de la Commission de **$1,452,209.** Les débentures de la Commission investies dans les fonds ne sont pas annulées avant leur échéance.

Les émissions de débentures de la Commission comportant des clauses de rachat annuel aux fins des fonds d'amortissement prévoient que la Commission peut satisfaire ses obligations en achetant des débentures en circulation de l'émission en cause à n'importe quel moment, à un prix ne dépassant pas 100% de la valeur nominale des débentures. Les débentures ainsi affectées pour respecter les exigences des fonds d'amortissement sont annulées et déposées auprès du ministre des Finances et elles ne sont pas réémises. Tout gain ou perte provenant d'une telle opération est imputé aux résultats.

Conversion des débentures et des billets remboursables en dollars des États-Unis et en francs suisses.

Si la tranche à long terme des débentures et des billets remboursable en dollars des États-Unis et en francs suisses avait été convertie en dollars canadiens aux taux de change en vigueur le **31 mars 1979,** le montant à rembourser aurait été supérieur de **$145,739,229** à celui paraissant dans les états financiers. ($104,948,066 en 1978.)

4. Réserves

	1979	1978
Normalisation des conditions hydrauliques	**$31,632,134**	$30,911,600
Assurance	**7,500,000**	7,274,796
Total des réserves	**$39,132,134**	$38,186,396

Réserve pour la normalisation des conditions hydrauliques

Dans le but de normaliser les coûts de production variant selon les fluctuations dans les débits d'eau, la Commission débite ou crédite annuellement les revenus d'un montant devant équilibrer les coûts de production en fonction d'un niveau mensuel moyen d'entreposage d'eau. Le calcul de ce montant se fonde sur les données relatives aux débits d'eau compilées sur une période de 35 ans. Le débit ou crédit compensateur est imputé à la réserve pour normalisation des conditions hydrauliques. De plus, selon que la capacité de production hydraulique de la Commission ou que le coût des autres sources d'approvisionnement s'accroît, la Commission augmente la réserve périodiquement, selon ce qu'elle juge opportun, par des virements des bénéfices conservés dans l'entreprise.

Réserve pour assurance

Cette réserve a été constituée en contrepartie d'un fonds d'auto-assurance destiné à compléter la protection obtenue de compagnies d'assurance. La Commission, selon ce qu'elle juge opportun, accroît la réserve par des virements des bénéfices conservés dans l'entreprise.

5. Engagements

La Commission construit présentement une centrale nucléaire composée d'un seul groupe de 630,000 kilowatts à Pointe-Lepreau. L'exploitation de la centrale est maintenant prévue pour la fin de 1980. Toutefois, elle pourrait être quelque peu retardée puisque l'on a constaté récemment qu'il faudrait réparer les générateurs de vapeur. Les dépenses effectuées au **31 mars 1979** et au 31 mars 1978 se sont élevées à **$566,400,168** et à $308,712,814 respectivement. Le gouvernement fédéral s'engage à prêter à la Commission $350,000,000 à l'égard de cette construction. En février 1979, un protocole d'entente a été signé entre le gouvernement fédéral, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et l'Ile-du-Prince-Édouard afin de négocier la formation de la Société d'énergie des Maritimes et de poursuivre les objectifs généraux de l'étude de faisabilité menée à ce sujet et terminée en 1977. La Société d'énergie des Maritimes serait chargée de la planification régionale, de l'exploitation des installations de transport en bloc et de production du réseau des Maritimes ainsi que de la réalisation d'importants projets de production et de transport parmi lesquels celui de Pointe-Lepreau serait effectué en premier. Les participants poursuivent les négociations en vue de la création prochaine de la Société d'énergie des Maritimes.

On procède à l'addition d'un groupe au mazout et au charbon d'une capacité de 200,000 kilowatts à la centrale thermique de Dalhousie, groupe qui doit être mis en service en 1979. Les dépenses effectuées au **31 mars 1979** et au 31 mars 1978 se chiffraient à **$120,110,406** et $83,106,187 respectivement.

Durant l'exercice qui se terminera le 31 mars 1980, on prévoit engager $256,518,000 pour la réalisation des projets précités ainsi que $36,896,259 pour d'autres projets.

6. Passif éventuel

La Commission, afin de s'assurer une provision suffisante de charbon, a signé une entente en décembre 1978 selon laquelle elle garantit les paiements de N.B. Coal Limited, une société de la Couronne, pour la location d'une grue à benne traînante utilisée dans les mines de charbon. On prévoit que les paiements maximums, qui seront effectués sur une période de vingt ans en vertu de ce contrat, totaliseront $33,000,000.

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Touche Ross & Cie
Comptables agréés

L'honorable Richard B. Hatfield
Premier ministre de la province du Nouveau-Brunswick
Frédéricton, Nouveau-Brunswick

Monsieur,

Nous avons vérifié le bilan de La Commission d'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick au 31 mars 1979 ainsi que les états connexes des résultats, des bénéfices conservés dans l'entreprise et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement la situation financière de la Commission au 31 mars 1979 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Touche Ross & Cie.

Comptables agréés

Frédéricton (N.-B.)
le 22 juin 1979

191 PROSPECT STREET WEST - SUITE 306 - FREDERICTON, NEW BRUNSWICK E3B 2T7 - TELEPHONE (506) 455-0340

La surveillance de la consommation d'énergie se poursuit dans la maison modèle à consommation efficace d'énergie de la Commission près de Fredericton.

RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Plusieurs projets de recherche et de développement qui étaient en cours à la fin de l'année se concentraient sur la mise au point de méthodes qui permettront d'utiliser le charbon à haute teneur en soufre et en cendres du Nouveau-Brunswick en plus grandes quantités et d'une façon acceptable au point de vue écologique.

En 1977-1978, on a réussi à transformer une chaudière classique à la centrale de Chatham afin de consommer un mélange de charbon et de mazout. Un programme complémentaire de recherche et de développement, conçu afin de diminuer les émissions atmosphériques en épurant le charbon afin d'améliorer sa qualité avant de le consommer, a été amorcé pendant l'année.

La Commission effectue aussi une étude sous contrat pour les entreprises d'électricité qui font partie de l'Association canadienne de l'électricité afin de déterminer la possibilité et le coût de transformer la chaudière de Chatham pour l'alimentation par couche fluidisée.

A la centrale alimentée au charbon de Grand Lake, les chercheurs d'Energie N.-B. étudient une méthode pour l'enlèvement des oxydes de soufre contenus dans les gaz de combustion après qu'ils ont quitté la chaudière et avant qu'ils soient rejetés dans l'atmosphère.

A la fin de l'année, une étude financée par le gouvernement fédéral était en cours afin de déterminer la rentabilité d'aménager une centrale électrique alimentée à la tourbe au nord du Nouveau-Brunswick. La sélection de l'emplacement éventuel, l'évaluation des réserves en tourbe de la province, la préparation d'un modèle conceptuel de la centrale et le chauffage expérimental de la tourbe seront effectués par une firme d'experts-conseils conjointement avec Energie N.-B. d'après les dispositions de cette étude qui doit être achevée en 1979.

Au cours de l'année, Energie N.-B. conjointement avec le ministère des Ressources naturelles du Nouveau-Brunswick, la compagnie N.B. Coal et l'Association canadienne de l'électricité ont entrepris un projet expérimental d'aquaculture à la centrale thermique de Grand Lake. Ce projet, qui fait suite à une série d'expériences dans l'élevage des poissons effectuées à la centrale de Grand Lake au cours des dernières années, vérifiera les possibilités biologiques et économiques d'élever un grand nombre de truites et de saumons dans des réservoirs chauffés par les eaux résiduaires d'une centrale thermique.

Dans le domaine des sources énergétiques de remplacement, la surveillance des appareils d'énergie solaire et éolienne utilisés dans les installations de recherche de la Commission s'est poursuivie.

Une étude sur les économies d'énergie a été effectuée pendant l'année par la Division Génie et Construction afin d'évaluer les façons d'économiser l'énergie qui pourraient être utilisées dans la construction future des bâtiments et du matériel des districts.

Près de 750,000 mètres (2.5 millions de pieds) de câbles électriques seront installés à la centrale de Pointe-Lepreau.

FINANCES

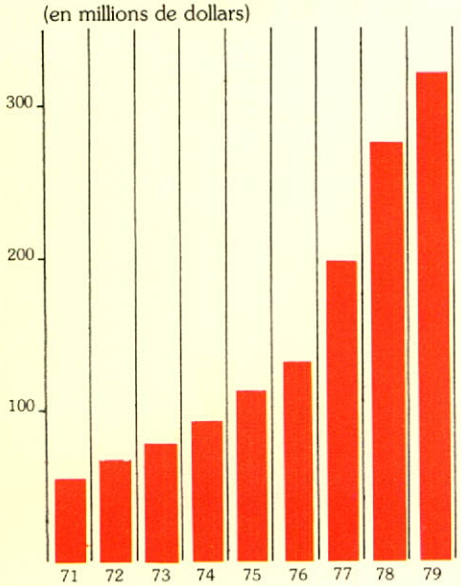
Le revenu global s'est élevé à $322.5 millions, une augmentation de $46.4 millions par rapport à l'année précédente. Cette croissance des revenus est surtout attribuable à une augmentation des ventes à l'intérieur de la province, une hausse du rajustement-combustible et une majoration des tarifs de 9.9% mise en vigueur pendant cette période afin de faire face à la hausse du coût de dispensation des services.

Les coûts de production, de transport, de distribution et d'achat de l'énergie ont augmenté de $49.8 millions pour atteindre $204.8 millions. Les frais d'administration et de perception, les impôts non répartis et les autres frais ont augmenté de $22.6 millions à $26.1 millions, y compris les coûts de $1.5 million pour les frais préliminaires d'ingénierie qui ont été amortis.

Les débits des cours d'eau étaient nettement inférieurs à la moyenne cette année et une somme de $9.3 millions, provenant de la réserve pour fluctuations dans les conditions hydrauliques, a été affectée au compte de la division de l'exploitation.

Le bénéfice net de cette année s'est élevé à $16.8 millions. Le montant des bénéfices conservés dans l'entreprise augmenta jusqu'à $60.7 millions après une affectation de $10.0 millions à la réserve pour fluctuations dans les

REVENU GLOBAL
(en millions de dollars)



PRINCIPAUX POINTS FINANCIERS

	1979	1978
Revenu global	**$ 322,503,472**	$ 276,061,367
Total des dépenses et des affectations	**$ 315,936,816**	$ 272,912,112
Impôt foncier et commercial	**$ 9,564,216**	$ 8,819,816
Taxes provinciales sur les ventes	**$ 1,835,137**	$ 2,403,679
Traitements et salaires	**$ 51,980,165**	$ 45,470,676
Immobilisations, y compris les travaux en cours	**$1,691,082,393**	$1,361,571,470
Bénéfice net de l'exercice	**$ 16,791,860**	$ 4,769,949

L'installation d'un câble sous-marin à 69,000 volts de l'île Deer à l'île Campobello au mois d'août 1978.

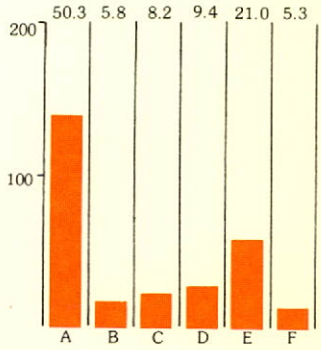
conditions hydrauliques et de $0.2 million à la réserve pour assurance. Les dépenses en immobilisations au cours de l'année se sont élevées à $335.2 millions. Afin d'assurer les fonds nécessaires pour ces dépenses, les emprunts à long terme suivants ont été contractés: une émission privée de 100.0 millions de francs suisses se composant de billets à 4 1/4% pour sept ans a eu lieu en Suisse le 20 avril 1978; une émission publique de $75.0 millions se composant de débentures à 10 1/4% pour vingt-cinq ans avec un fond d'amortissement a eu lieu au Canada le 21 décembre 1978; et une émission publique de $75.0 millions en dollars E.-U. se composant d'obligations à 9 3/4% pour quinze ans a eu lieu en Europe le 1er mars 1979. D'après les dispositions de l'entente pour le financement de la centrale de Pointe-Lepreau, des prêts furent reçus et des billets furent remis à l'Energie Atomique du Canada Limitée au montant de $41.2 millions le 26 juillet 1978 et de $58.8 millions le 20 décembre 1978. Un versement final de $2.8 millions a été reçu d'Energie, Mines et Ressources Canada le 21 septembre 1978, d'après les dispositions d'une entente pour le financement de la construction d'une ligne de transport entre Coleson Cove et Salisbury au Nouveau-Brunswick.

RÉPARTITION DES REVENUS

(en millions de dollars)

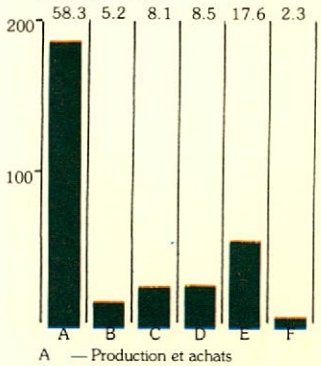
1978

POURCENTAGE



1979

POURCENTAGE



A — Production et achats
B — Transport et distribution
C — Administration
D — Amortissement
E — Intérêt
F — Affectations aux réserves et capital propre

Une puissance additionnelle de 200,000 kilowatts sera ajoutée au réseau d'interconnexion d'Energie N.-B. lorsque Dalhousie II sera mis en service.

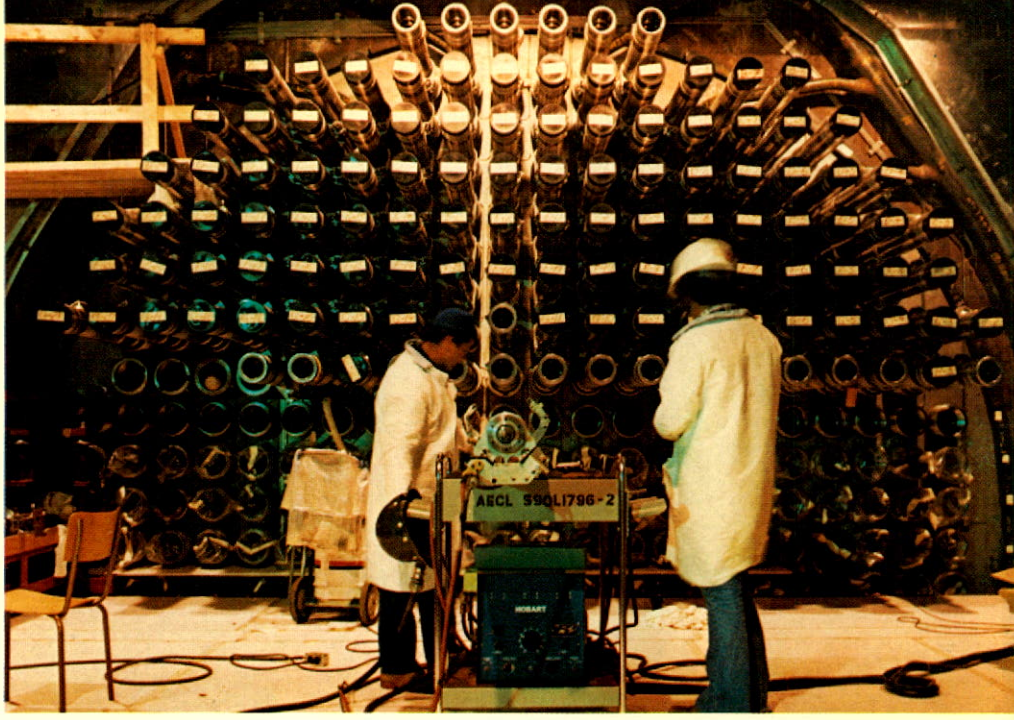
ACCROISSEMENT DES IMMOBILISATIONS

Les installations additionnelles de production en construction comprennent la nouvelle production hydro-électrique des groupes 5 et 6 de Mactaquac (200,000 kilowatts), l'énergie alimentée au charbon et au mazout de Dalhousie II (200,000 kilowatts) et l'énergie nucléaire de Pointe-Lepreau (630,000 kilowatts). Le programme actuel d'accroissement des installations de production sera terminé au cours de l'année financière 1979-1980 à Mactaquac et à Dalhousie et au cours de l'année suivante à Pointe-Lepreau.

Bien que l'avancement des travaux à la centrale de Pointe-Lepreau ait été ralenti par suite de la grève qui s'est prolongée pendant 64 jours, le projet a repris son élan pendant la deuxieme partie de l'année financière. L'installation de l'ensemble des canaux de combustible dans la cuve du réacteur a été terminée au cours de l'année et l'installation du turbo-alternateur a fait des progrès considérables. A la fin de l'année, la plus grande partie des travaux de génie civil de ce projet était terminée et les travaux se concentraient sur les installations mécaniques et électriques.

A la centrale de Dalhousie, la construction de la turbine, de la chaudière, du bâtiment des pompes de l'eau de refroidissement et du dépoussiéreur électrostatique a été terminée. A la fin de l'année, l'installation des systèmes mécaniques et électriques, des systèmes de mesure et de commande et du système d'évacuation des déchets liquides était presque achevée et le nettoyage chimique de la chaudière et des systèmes de tuyauterie était en cours. On prévoit que la vapeur initiale sera fournie à la turbine vers le milieu de l'été et la mise en service commercial doit lui faire suite au mois de septembre.

A Mactaquac, on a terminé le bétonnage du groupe n^0 5 et l'installation de la turbine et de l'alternateur de ce groupe est presque achevée. Après l'achèvement prévu de cet équipement et des systèmes mécaniques et électriques associés, le groupe n^0 5 sera raccordé au réseau pendant l'été de



L'installation des 380 canaux de combustible à Pointe-Lepreau au mois de janvier 1979.

1979. La date de mise en service du groupe n^0 6 est fixée à la fin de 1979.

Pendant l'année financière, 102 kilomètres (64 milles) de lignes de transport à 69,000 et 138,000 volts ont été achevés et mis sous tension et 19 kilomètres (12 milles) additionnels sont presque achevés. Un total de 152 kilomètres (95 milles) de lignes de transport à 345,000 volts a été installé pendant l'année.

Un nouveau câble sous-marin à 69,000 volts a été posé de l'île Deer à l'île Campobello, le premier lien d'un réseau amélioré de transport qui sera prolongé jusqu'à Grand Manan pendant l'année financière 1979-1980.

Pendant l'exercice financier, 7 nouveaux postes ont été ajoutés à travers la province et 12 postes existants ont été rénovés afin d'augmenter leur puissance et d'améliorer la qualité et la fiabilité du service aux abonnés.

Un laboratoire de surveillance de la radiation ambiante a été installé et mis en service à Fredericton. Toutes les analyses de la radiation ambiante pour la centrale de Pointe-Lepreau et la région environnante seront effectuées à cet endroit.

La conception et la construction d'une maison modèle à consommation efficace d'énergie près de Fredericton et d'un nouveau bureau pour la région du sud à Rothesay ont été achevées pendant l'année. Les renseignements obtenus au cours de l'exploitation de ces installations permettant d'économiser l'énergie seront utilisés afin de fournir au grand public des lignes directrices pour la construction résidentielle.

L'équipement de surveillance des radiations du service de radioprotection.

PLANIFICATION

Les trois premiers ministres des provinces Maritimes et le ministre fédéral de l'Energie, des Mines et des Ressources ont convenu en principe de créer une Société d'énergie des Maritimes. Les négociations se poursuivent afin d'aboutir à un accord au sujet des nombreux problèmes qu'il faut résoudre.

La demande à l'intérieur de la province au cours de cette dernière année financière a augmenté de 8.4% par rapport à 1977-1978. Ceci se compare à un taux historique de croissance atteignant presque 12% au cours de la dernière décennie et reflète une économie plutôt lente en général, les changements dans les coûts de l'énergie et les efforts probables des abonnés pour économiser l'énergie. Les installations additionnelles de production qui sont en construction à Mactaquac, Dalhousie et Pointe-Lepreau, la reprise d'une tranche de 400,000 kilowatts de la production de Coleson Cove en 1985-1986 et les achats possibles des entreprises avoisinantes d'électricité permettront à Energie N.-B. de répondre à la croissance actuellement prévue de la demande jusqu'à la fin des années 80. On prévoit que la croissance à long terme de la demande sera de 5.6% par année au cours des 15 prochaines années et que les taux de croissance seront plus élevés que la moyenne au cours des premières années.

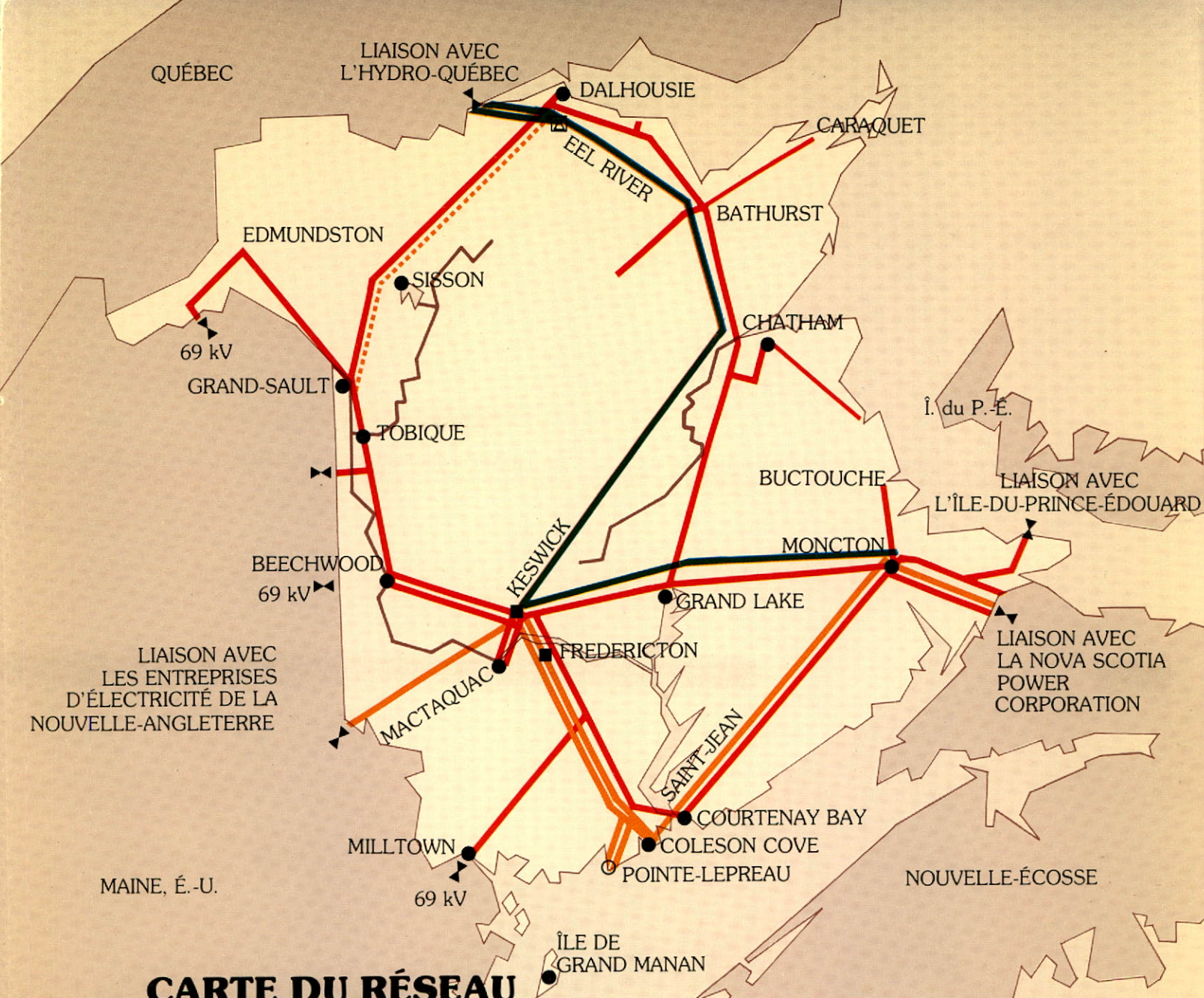
A plus long terme, la Commission se trouve devant la possibilité de plusieurs choix quant aux installations additionnelles de production. Ceux-ci comprennent la mise en valeur du charbon et de la tourbe de la province, l'aménagement de nouveaux emplacements hydro-électriques, le réaménagement de certaines centrales hydro-électriques actuelles pour la puissance de pointe et l'accroissement de la production nucléaire. Ces choix continueront d'être évalués soigneusement dans le but de minimiser la consommation de mazout importé au moyen d'une plus grande utilisation des combustibles de la province.

La planification du prolongement et du renforcement du réseau provincial de transport s'est continuée pendant l'année. Le prolongement en cours du réseau de transport à 345,000 volts raccordera éventuellement les nouvelles installations de production aux importants centres de consommation et augmentera la fiabilité des interconnexions avec le Québec et la Nouvelle-Ecosse. Au moyen de quelques prolongements, ce réseau d'interconnexion à très haute tension desservira le Nouveau-Brunswick jusqu'au début du prochain siècle.

G. W. N. COCKBURN
Président

A. J. O'CONNOR
Directeur général

La Commission d'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick



CARTE DU RÉSEAU

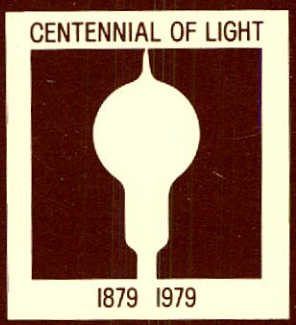
LÉGENDE

- 345 kV
- 345 kV (En construction)
- 230 kV
- 138 kV
- 138 kV (Exploité à 69 kV)
- ● En service
- ○ En construction
- ⊠ Poste Convertisseur HTCC
- ⋈ Interconnexions

DONNÉES DES CENTRALES

	Nombre de Groupes	Puissance Installée (en kW)
HYDRO-ÉLECTRIQUES		
Tobique	2	20,000
Beechwood	3	115,000
Milltown	7	3,900
Grand-Sault	4	63,000
Sisson	1	10,000
Mactaquac	4	400,000
TOTAL HYDRO	21	611, 900
THERMIQUES		
Grand Lake 1	2	13,750
Grand Lake 2	4	85,000
Chatham	2	32,500
Courtenay Bay	4	263,365
Dalhousie	1	100,000
Coleson Cove	3	1,005,000
TOTAL THERMIQUE	16	1,499,615
TURBINE A GAZ		
Moncton	1	25,000
TOTAL TURBINE A GAZ	1	25,000
DIESEL		
Grand Manan	5	3,811
TOTAL DIESEL	5	3,811
TOTAL GÉNÉRAL	43	2,140,326

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK



T.M.

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick salue le 100e anniversaire de l'invention de l'ampoule électrique à incandescence par Thomas Edison réalisée le 21 octobre, 1879.

ISSN 0382-2990